MUNTS 2014
11-12-2014 Versión 1.0



ÁREA GESTIÓN OPERATIVA
PROCESO PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN
SUBPROCESO PLANEACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

VERSIÓN NO.	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	MOTIVO	CAP. Y PÁG. AFECTADA
1.0	11/12/2014	Versión inicial		

	ELABORÓ/MODIFICÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO:	Profesionales	Profesional	Jefe (e)
NOMBRE:	Andrés Felipe Rivera Zuluaga Mauricio Monsalve Zapata	Alejandro Alzate Segura	José Jair Escobar
FECHA:	11/12/2014	29/12/2014	30/12/2014

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO

- Actualizar las versiones anteriores del estudio de MUNTS publicado por CHEC en su página web.
- Fijar los lineamientos para la Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores –MUNTS–, dando cumplimiento al Artículo 13 de la Resolución CREG 097 de 2008.
- Brindar un análisis técnico de la infraestructura del Operador de Red CHEC a los usuarios interesados en migrar de nivel de tensión.

2. ALCANCE

La CREG en la Resolución 097 de 2008, estipula realizar un estudio técnico por parte del OR, que permita determinar el nivel de tensión al cual debería conectarse un usuario, considerando en dicho estudio la capacidad disponible, la regulación de tensión, el nivel de pérdidas técnicas y la calidad del servicio en el sistema, con lo cual se pueda determinar el nivel de tensión al cual debería conectarse un usuario, por lo cual este documento abarca, en forma general, los aspectos requeridos para cumplir con el propósito estipulado en la citada resolución.

3. DEFINICIONES

CHEC –Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.–: empresa de servicios públicos que tiene por objeto la prestación del servicio público de energía, incluidos: a) El servicio público domiciliario de energía, mediante el transporte de esa energía desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. b) Las actividades complementarias de generación, comercialización, transformación, interconexión y transmisión de energía y otras fuentes de energía dentro y fuera del territorio nacional c) Desarrollar actividades inherentes a los servicios públicos domiciliarios. d) La comercialización de toda clase de productos, bienes o servicios en beneficio o interés de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios o de las actividades complementarias que constituyen el objeto social principal de la sociedad, los que podrán ser comercializados o vendidos con otorgamiento o no de plazos para su pago. e) Prestar los servicios de calibración e inspección de medidores, transformadores e instrumentación eléctrica.

CREG –Comisión de Regulación de Energía y Gas–: entidad eminentemente técnica y cuyo objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una

remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

MUNTS –Migración de Usuarios a Nivel de Tensión Superior–: Es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un nivel de tensión superior al que se encontraba conectado.

Niveles de Tensión: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

OR –Operador de Red–: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y sus correspondientes módulos de conexión.

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o

como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

4. DESCRIPCION DEL SISTEMA

El STR está compuesto por las redes eléctricas regionales o interregionales de nivel de tensión 4, conformado por el conjunto de líneas a 115 kV y subestaciones de transformación 115/33 kV.

El sistema eléctrico operado por CHEC en nivel de tensión 4 da cubrimiento a clientes localizados en los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda y se interconecta con otros sistemas eléctricos operados por empresas como Compañía Energética del Tolima, Empresa de Energía de Cundinamarca, Empresa de Energía del Pacifico, Empresa de Energía de Quindío y Empresa de Energía de Pereira. Las conexiones con el STN se realizan en 4 nodos a través de autotransformadores 230/115 kV ubicados en las subestaciones Esmeralda (2x90 MVA), La Enea (150 MVA) y La Hermosa (150 MVA). A nivel de infraestructura, CHEC posee 16 subestaciones de transformación en el nivel de tensión de 115 kV con una capacidad de transformación de 628,05 MVA y 28 líneas a 115 kV con una longitud total de 472,89 km.

En el nivel de tensión 3, el sistema está conformado por 65 líneas de 33 kV con una longitud total de 840 km y 58 subestaciones de transformación 33/13.2 kV con una capacidad instalada de 459,13 MVA de transformación 33/13.2 kV.

Todas las subestaciones propiedad de CHEC se encuentran automatizadas, telecontroladas y supervisadas desde el centro de control, el cual emite las instrucciones de operación del sistema en los niveles de tensión 1, 2, 3, y 4 con el fin de garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico. Adicionalmente, se emiten consignas de operación de los elementos de la red de transporte y distribución para que las variables de control permanezcan dentro de los márgenes establecidos en los procedimientos de operación; el centro controla de forma permanente el estado de la red y sus parámetros eléctricos mediante una red de telecomunicaciones, actuando sobre las variables de control para mantener la seguridad y calidad del suministro o para restablecer el servicio en caso de que se haya producido un incidente.

La administración, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica se realiza a través de las áreas de Gestión Operativa y Proyectos y las subgerencias de Subestaciones y Líneas y Distribución de Energía, está última con personal técnico distribuido en toda el área de cobertura, contando aproximadamente con 30 grupos técnicos localizados estratégicamente en dos regiones: la región uno con sede administrativa en el municipio de Dosquebradas y la región dos con sede administrativa en el municipio de Manizales. La subgerencia de Distribución de Energía cuenta con personal especializado y alineado en cuatro equipos de

trabajo: Proyectos, Mantenimiento, Control de Pérdidas y Atención Clientes. Se dispone de grupos de línea energizada, grupos de mantenimiento en frio y redes subterráneas, grupos de atención de emergencia y personal de apoyo en cada municipio para atender las contingencias prioritarias, apoyados en sistemas de *call center* con cobertura total en el área de influencia.

5. CONSIDERACIONES TECNICAS

5.1 Capacidad operativa del sistema

Este apartado detalla las consideraciones técnicas para fijar la demanda por nivel de tensión, de acuerdo con los lineamientos de cargabilidad CHEC, para la operación normal y en contingencia de los alimentadores de la red de distribución y de los transformadores de potencia, a partir de lo cual un usuario podrá solicitar la conexión de su carga en un nivel de tensión superior.

5.1.1 Cargabilidad máxima en operación normal

La determinación de la carga nominal tiene como propósito establecer la magnitud de la carga que puede soportar el sistema y a partir de estos valores determinar la cargabilidad del mismo. La capacidad nominal y el criterio de cargabilidad se formalizan para carga pico, que incluye la carga en operación normal y en contingencia. La carga pico estará limitada por la capacidad de carga y sobrecarga permitida por norma, o por el fabricante del elemento limitante del sistema, a fin de conservar la vida útil operativa y mantener la seguridad del mismo. El criterio corresponde al análisis de cada uno de los elementos del sistema CHEC, considerando las características propias de estos equipos por nivel de tensión.

Nivel de Tensión II (13,2 kV)

Conductores: acorde con la infraestructura existente, se definen dos tipos de conductores para formalizar el criterio, los cuales son los elementos limitantes del sistema. Como norma general, CHEC tiene definida una capacidad en operación normal máximo al 80% de la capacidad de corriente.

- Conductores aéreos desnudos a 13,2 kV en cable calibre 2/0: la cargabilidad en operación normal por circuito es de 5 MVA. El elemento limitante (cable calibre 2/0) corresponde a la capacidad térmica del conductor.

- Conductores aéreos desnudos a 13,2 kV en cable calibre 4/0: la cargabilidad en operación normal por circuito es de 7 MVA. El elemento

limitante (cable calibre 4/0) corresponde a la capacidad térmica del conductor.

Transformadores: Los transformadores se diseñan para trabajar a capacidad nominal durante toda su vida útil siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en la sección 4.1 (Condiciones de Servicio Normales) de la norma IEEE C57.12-2000.

La Figura 1 presenta los niveles de cargabilidad actuales en condiciones de operación normal de los transformadores de potencia 33/13,2 kV de propiedad de CHEC.

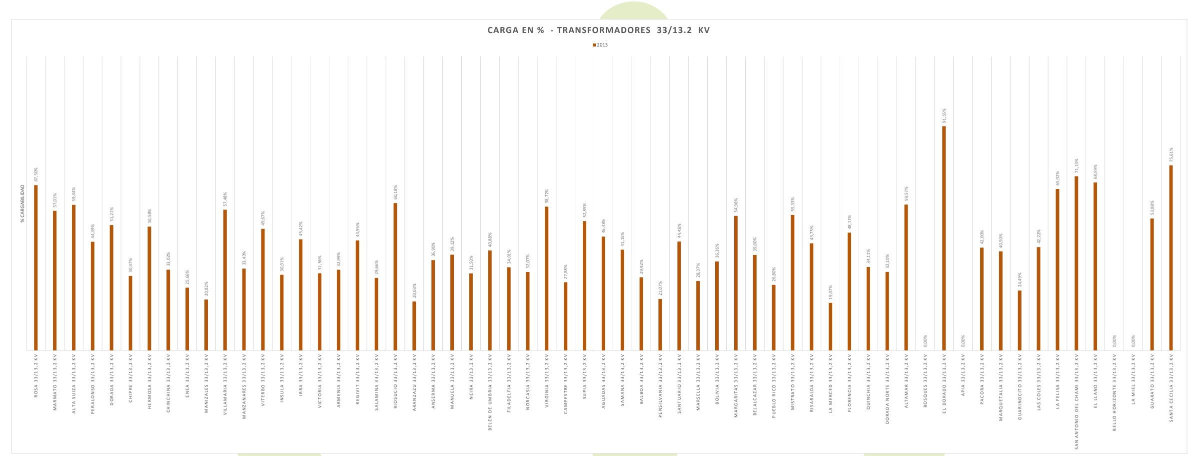


Figura 1. Cargabilidad de transformadores 33/13.2 KV en operación normal.

Nivel de Tensión III (33 kV)

Conductores: acorde con la infraestructura existente, se define un tipo de conductor para formalizar el criterio, el cual es el elemento limitante del sistema. Como norma general CHEC tiene definida una capacidad en operación normal máximo al 80% de la capacidad de corriente.

- Conductores aéreos desnudos a 33 kV en cable calibre 336,4 kcmil: la cargabilidad en operación normal por circuito es de 24 MVA. El elemento limitante (cable calibre 336,4 kcmil) corresponde a la capacidad térmica del conductor.

Transformadores: los transformadores se diseñan para trabajar a capacidad nominal durante toda su vida útil siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en la sección 4.1 (Condiciones de Servicio Normales) de la norma IEEE C57.12-2000. El elemento limitante corresponde al porcentaje disponible de la capacidad del transformador de potencia de 115/33 kV de acuerdo con su capacidad nominal en MVA.

La Figura 2 presenta los niveles de cargabilidad actuales en condiciones de operación normal de los transformadores de potencia 115/33 kV de propiedad de CHEC.

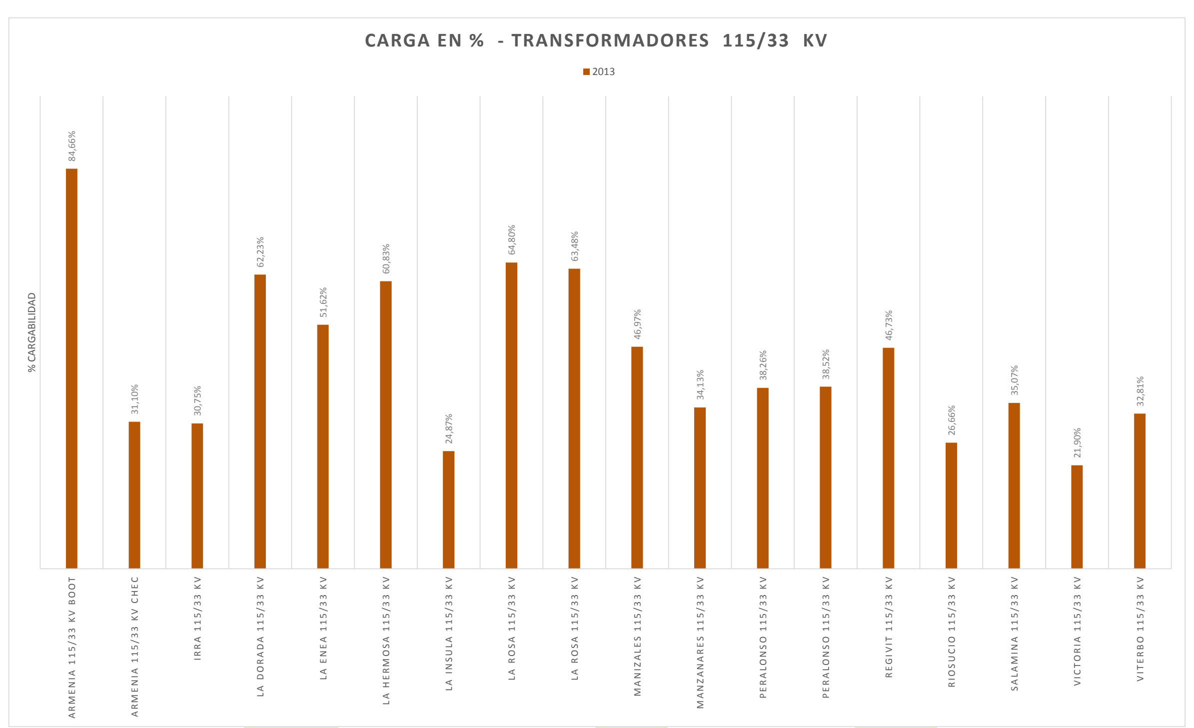


Figura 2. Cargabilidad de transformadores 115/33 kV en operación normal.

Nivel de Tensión IV (115 kV)

Transformadores: los transformadores se diseñan para trabajar a capacidad nominal durante toda su vida útil siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en la sección 4.1 (Condiciones de servicio normales) de la norma IEEE C57.12-2000. El elemento limitante corresponde al % disponible de la capacidad del transformador de potencia de 230/115 kV de acuerdo con su capacidad nominal en MVA. En este caso se debe analizar la disponibilidad de espacio en la subestación para realizar alguna nueva conexión. Además las líneas existentes no se tendrían disponibles para la conexión directa de un nuevo usuario, lo cual implica la conexión a una subestación existente o la realización de una nueva subestación, dando apertura a la o las líneas impactadas en una posible reconfiguración.

La Figura 3 presenta los niveles de cargabilidad actuales en condiciones de operación normal de los transformadores de potencia 230/115 kV de propiedad de CHEC.

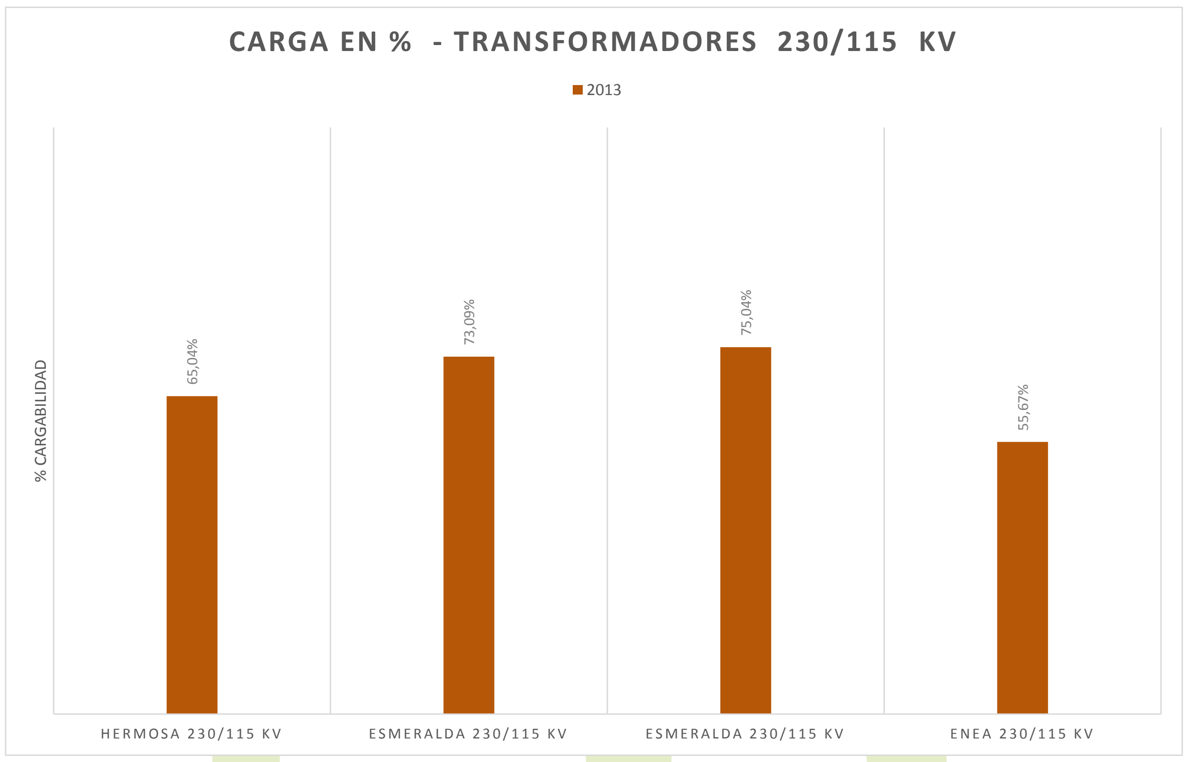


Figura 3. Cargabilidad de transformadores 230/115 KV en operación normal.

5.1.2 Cargabilidad máxima en contingencia

El sistema eléctrico de distribución operado por CHEC, en la gran mayoría de los casos, está configurado de tal forma que un circuito a 13,2 kV pueda asumir carga de otro circuito vecino en caso de emergencia. Para circuitos de distribución a 13,2 kV sin posibilidad de respaldo (en general circuitos rurales), su cargabilidad máxima está limitada por la capacidad nominal del conductor. Para el caso de las líneas a 33 kV y 115 kV, se cuenta con una red anillada en gran parte del sistema; en aquellos casos donde existen radialidades, el respaldo de los niveles de tensión superiores se ofrece a través de la red de menor tensión (33 kV para 115 kV y 33 kV para 13,2 kV).

Nivel de Tensión II (13,2 kV)

Conductores: en este caso, acorde con la infraestructura existente, se definen dos tipos de conductores para formalizar el criterio, los cuales son los elementos limitantes del sistema. Como norma general CHEC tiene definida una capacidad en contingencia el 100% de la capacidad de corriente.

- Conductores aéreos desnudos a 13,2 kV en cable calibre 2/0: la cargabilidad en contingencia por circuito es de 6,3 MVA. El elemento limitante (cable calibre 2/0) corresponde a la capacidad térmica del conductor.

- Conductores aéreos desnudos a 13,2 kV en cable calibre 4/0: la cargabilidad en contingencia por circuito es de 8,8 MVA. El elemento limitante (cable calibre 4/0) corresponde a la capacidad térmica del conductor.

Transformadores: los transformadores se diseñan para trabajar a capacidad nominal durante toda su vida útil siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en la sección 4.1 (Condiciones de servicio normales) de la norma IEEE C57.12-2000. Para cargar un transformador por encima de su capacidad nominal, es necesario tener en cuenta la temperatura de operación, pues una temperatura superior a 140 ºC puede afectar el material dieléctrico del transformador; la altitud sobre el nivel del mar, es una condición que también debe ser tenida en cuenta, ya que al aumentar la altura disminuye la densidad del aire y se hace más difícil la evacuación del calor, incrementando la temperatura en el transformador.

Para el caso de operación en contingencia de transformadores de potencia, dependiendo entre otras, de las condiciones descritas en el párrafo anterior, se podrían cargar hasta el 100% de su capacidad nominal.

Nivel de Tensión III (33 kV)

Conductores: en este caso, acorde con la infraestructura existente, se definen un tipo de conductor para formalizar el criterio, el cual es el elemento limitante del sistema. Como norma general CHEC tiene definida una capacidad en operación normal máximo al 80% de la capacidad de corriente.

- Conductores aéreos desnudos a 33 kV en cable calibre 336,4 kcmil: la cargabilidad en contingencia por circuito es de 30 MVA. El elemento limitante (cable calibre 336,4 kcmil) corresponde a la capacidad térmica del conductor.

Transformadores: aplican similares consideraciones a las descritas para estos equipos en el apartado anterior (Nivel de Tensión II).

Nivel de Tensión IV (115 kV)

Transformadores: nuevamente aplican similares consideraciones a las descritas para estos equipos en el apartado anterior (Nivel de Tensión III). Cabe resaltar que el elemento limitante corresponde al porcentaje disponible de la capacidad del transformador de potencia 230/115 kV de acuerdo con su capacidad nominal en MVA. En este caso se debe analizar la disponibilidad de espacio en la subestación para realizar alguna nueva conexión. Las líneas existentes no se tendrían disponibles para la conexión directa de un nuevo usuario, lo cual implica la conexión a una subestación existente o la realización de una nueva subestación, dando apertura a la o las líneas impactadas en una posible reconfiguración.

Para el caso de operación en contingencia de transformadores de potencia, dependiendo entre otras, de las condiciones descritas en el párrafo anterior, se podrían cargar hasta el 100% de su capacidad nominal.

Resumen de la capacidad operativa, descrita anteriormente:

Nivel de Tensión	Cargabilidad en Operación Normal	Cargabilidad en Contingencia	Elemento Limitante
II (13,2 kV)	5 MVA (2/0) 7 MVA (4/0)	6,3 MVA(2/0) 8,8 MVA (4/0)	Conductores 2/0 o 4/0 AWG
III (33 kV)	24 MVA	30 MVA	Conductor 336,4 kcmil
IV (115 kV)	N.A.	N.A.	Transformador 230/115 kV

Tabla 1. Capacidad operativa

5.2 Regulación de tensión

De acuerdo con la Resolución CREG 025 de 1995 y la Norma Técnica Colombiana NTC 1340, en condiciones normales de suministro, el OR debe garantizar una regulación de tensión de +5/-10% en los niveles de tensión I, II y III y de +/-10% en el nivel de tensión IV. De acuerdo con esta premisa, y para efectos de cálculos que permitan establecer unos lineamientos para MUNTS, se establece una caída de tensión máxima del 5% para operación normal y del 8% para contingencias.

Los valores descritos en el párrafo anterior se presentan como un referente informativo para la solicitud de MUNTS y deberán ser corroborados en los estudios técnicos que soporten la solicitud de migración.

5.3 Pérdidas técnicas

De acuerdo con el capítulo 12 de la resolución CREG 097 de 2008, CHEC cuenta con unos índices de pérdidas reconocidos por el ente regulador en cada nivel de tensión. La determinación de pérdidas reconocidas, resulta del análisis técnico del sistema con base en la información entregada en cumplimiento de las Circulares CREG 013 y 015 de 2007 y, adicionalmente, en la información entregada por XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P. con la simulación de pérdidas en el STR.

Por lo anterior, CHEC estudiará para cada caso de solicitud de MUNTS, cómo las pérdidas asociadas a su conexión impactan los índices de pérdidas reconocidos, en el nivel de tensión requerido.

En al grafica 7, 8, 9 y 10 se observa la caracterización de las pérdidas que se presentan en las redes típicas del sistema de CHEC, de acuerdo con algunos criterios del estudio de planeamiento Manizales y procedimientos de cálculo de conductor óptimo.

En la gráfica 7 y 8 se muestran las pérdidas de acuerdo a una variación de la distancia según lineamientos plasmados en el mismo estudio.

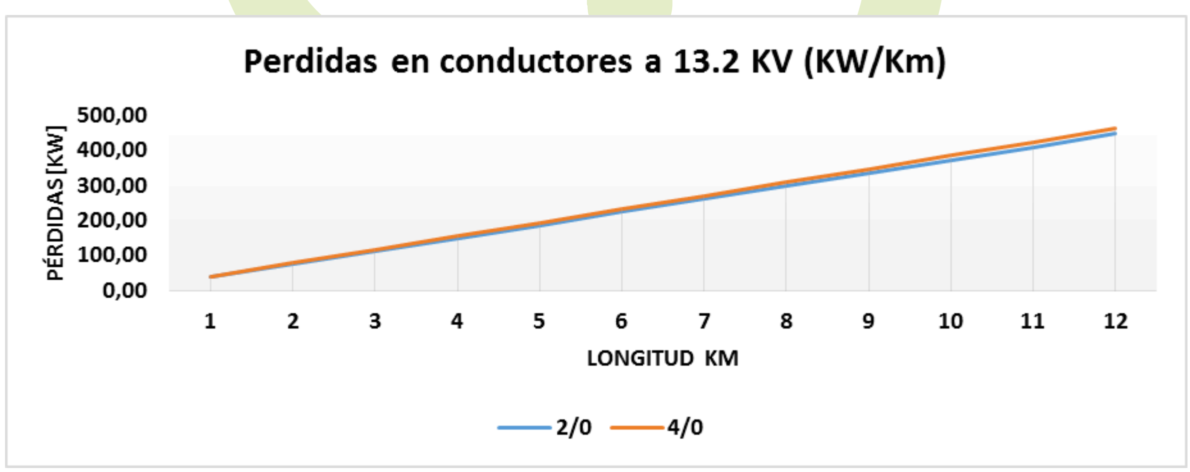


Figura 4 Pérdidas en conductores a13.2 KV variando la distancia

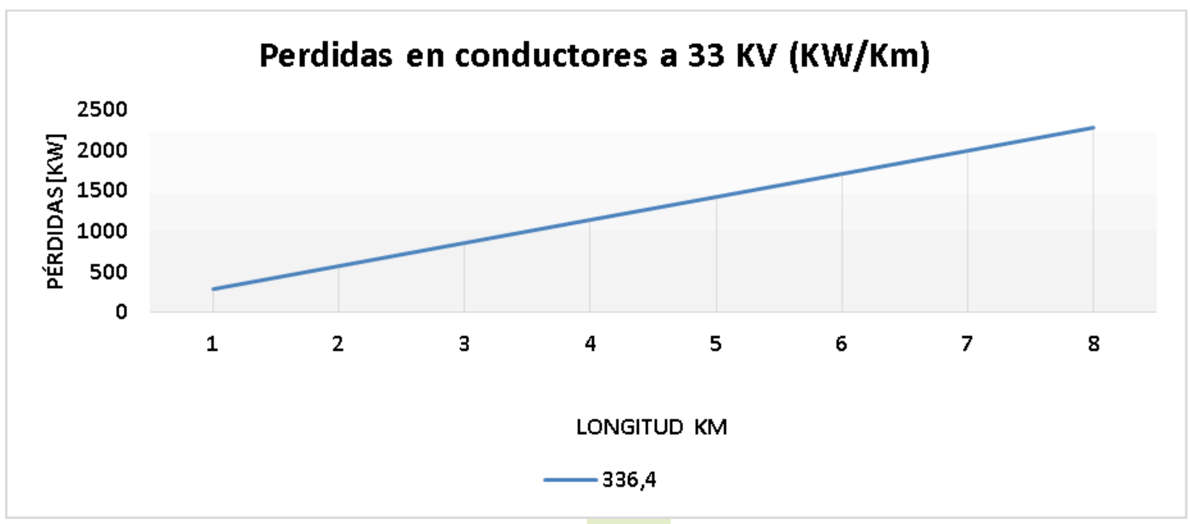


Figura 5 Pérdidas en conductores a 33 KV variando la distancia

En la gráfica 9 y 10 se muestran las pérdidas de acuerdo a una variación de la potencia que se especifican según lineamientos plasmados en el mismo estudio.

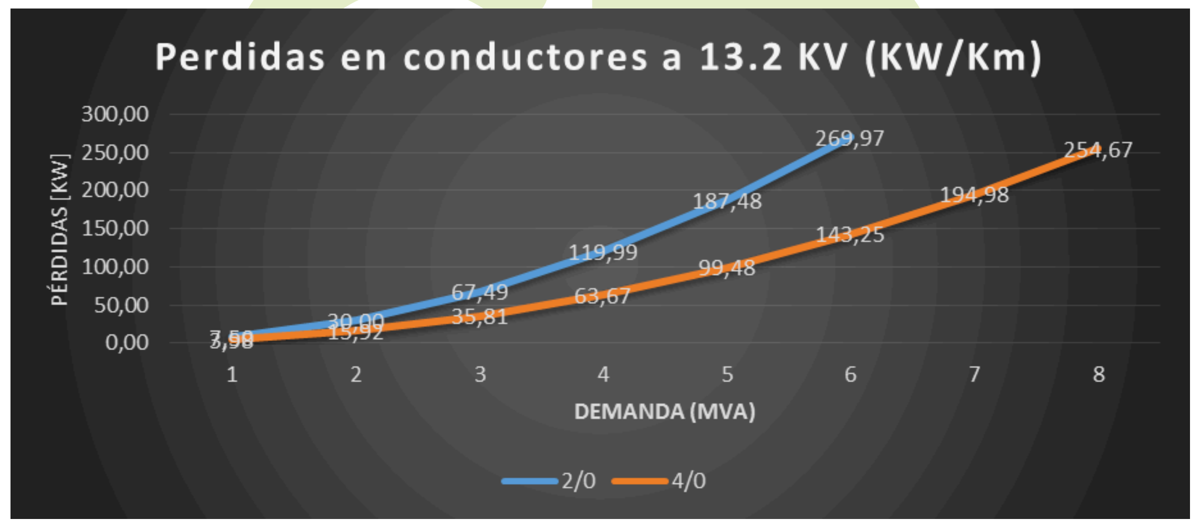


Figura 6 Pérdidas en conductores a13.2 KV variando la distancia

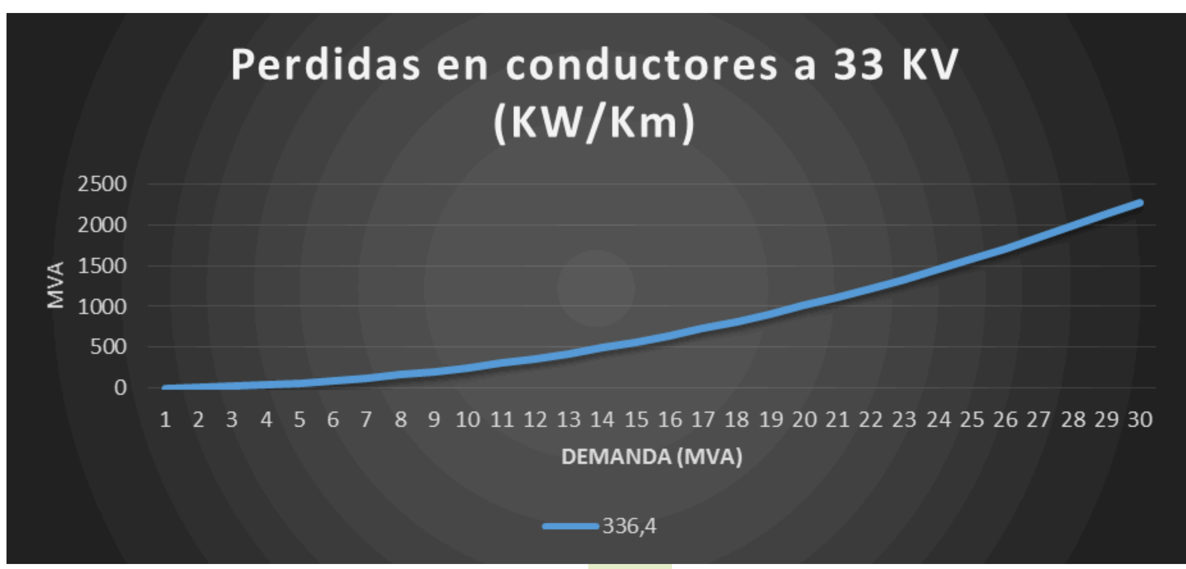


Figura 7 Pérdidas en conductores a 33KV variando la distancia

Los resultados mostrados anteriormente se presentan como un referente, en caso de que el cliente considere los impactos en pérdidas en el estudio técnico requerido para la solicitud de MUNTS (opcional). En ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

5.4 Calidad del servicio

La calidad del servicio de energía eléctrica es un término relacionado con la continuidad del servicio y la calidad de la onda de tensión; la continuidad del servicio es lo que tradicionalmente se ha denominado confiabilidad y básicamente es calificada con los siguientes aspectos: número de interrupciones por año, tiempo promedio por interrupción y usuarios afectados en promedio por interrupción. Una interrupción es una pérdida completa de tensión durante un intervalo de tiempo [“Calidad del Servicio de Energía Eléctrica, Samuel Ramírez y Eduardo Cano, Unal Manizales”].

La calidad de tensión es un término usado para describir la relativa cantidad de disturbios o variaciones de tensión, particularmente, en lo que se refiere a: armónicos, fluctuaciones de tensión, transitorios y factor de potencia. La tensión que se suministra a una carga o a una instalación está caracterizada por cinco parámetros básicos: frecuencia, magnitud, forma de onda, desbalance y continuidad; la calidad del suministro puede definirse en términos de las desviaciones de estos parámetros de sus valores ideales teniendo en cuenta las especificaciones de los equipos eléctricos en cuanto a los valores máximos de desviación en términos del valor que puedan alcanzar sin que se afecte su funcionamiento. Aunque la continuidad es un aspecto fundamental en la calidad del servicio, cada vez toman más importancia las demás características de la onda de tensión. Esta preocupación por la calidad de la tensión, en cuanto a la

presencia de perturbaciones transitorias o momentáneas, radica en el efecto de las sobrecargas sensitivas que ocasionan estas perturbaciones y en últimas sobre la percepción de los usuarios de la calidad del servicio [“Calidad del Servicio de Energía Eléctrica, Samuel Ramírez y Eduardo Cano, Unal Manizales”].

5.4.1 Continuidad del servicio

La calidad del servicio de energía eléctrica cada vez toma más relevancia para los Operadores de Red, razón por la cual CHEC implementó varios indicadores de calidad que permiten hacer un seguimiento desde diferentes puntos de vista, tales como el usuario, los componentes, la empresa y la gestión ambiental. Adicionalmente se puede realizar referenciamiento con otras empresas del sector.

Para realizar una presentación de los indicadores tenemos que tener presente como se maneja los grupos de calidad que alimentan el mismo.

5.4.1.1. Grupos de calidad para la medición

Los Grupos de Calidad se determinan de acuerdo con las siguientes reglas:

GRUPO 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

La ubicación física de la subestación determina el grupo al cual pertenecen los circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para tramos de circuito, el grupo al que éstos pertenecen estará determinado por el grupo al cual pertenezcan la mayoría de transformadores conectados a él. Para transformadores de distribución, el grupo a que pertenecen estos, estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución

Algunos de los indicadores de calidad más conocidos en el mundo están representados por los indicadores SAIDI y SAIFI que se muestran a continuación:

5.4.1.2. SAIDI (Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema de Distribución)

El SAIDI mide el periodo de tiempo que en promedio, cada cliente conectado al sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en un periodo de tiempo considerado.

La fórmula para el cálculo de este indicador es la siguiente:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i) * t(i)}{Cs}$$

Ca(i: Número de clientes afectados por la interrupción (i).
Cs: Número total de clientes conectados al sistema en análisis.
t(i): Tiempo de duración de la interrupción (i).
n: Número total de interrupciones contabilizadas en el sistema en análisis.

De acuerdo a la formula anterior los resultados se pueden interpretar de la siguiente manera:

En el mes, en promedio un cliente cualquiera estuvo sin servicio 7.043 horas en el mes. Este indicador tiene en cuenta todos los usuarios del sistema.

AÑO CORRIDO											
Indicador	ene.-14	feb.-14	mar.-14	abr.-14	may.-14	jun.-14	jul.-14	ago.-14	sep.-14	oct.-14	nov.-14
SAIDI META	42.18	42.05	41.93	41.80	41.68	41.56	41.43	41.31	41.19	41.06	40.94
SAIDI	43.96	43.91	42.08	39.02	37.95	35.71	34.92	34.05	31.53	30.61	29.84

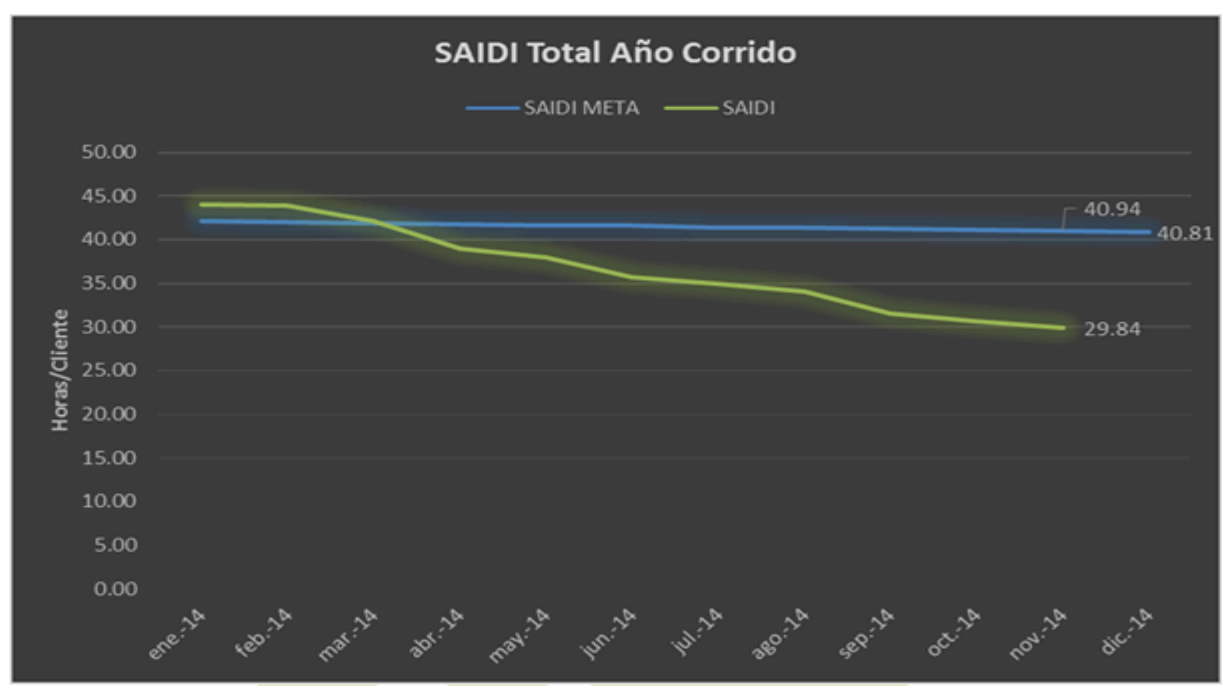


Figura 8 Indicar de SAIDI del año 2014

5.4.1.3. SAIFI (Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema de Distribución)

El SAIDI se define como el número promedio de interrupciones del servicio por cliente servido en el sistema de distribución durante un periodo de tiempo determinado.

La fórmula para el cálculo de este indicador es la siguiente:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i)}{Cs}$$

Ca(i: Número de clientes afectados por la interrupción (i).
Cs: Número total de clientes conectados al sistema en análisis.
n: Número total de interrupciones contabilizadas en el sistema en análisis.

De acuerdo a la formula anterior los resultados se pueden interpretar de la siguiente manera:

En el mes, en promedio un cliente cualquiera presentó 3,014 interrupciones en el mes. Este indicador tiene en cuenta todos los usuarios del sistema.

AÑO CORRIDO											
Indicador	Ene.-14	feb.-14	mar.-14	abr.-14	may.-14	jun.-14	jul.-14	ago.-14	sep.-14	oct.-14	nov.-14
SAIFI META	30.84	30.70	30.57	30.43	30.30	30.16	30.03	29.89	29.76	29.63	29.49
SAIFI	31.86	32.32	32.08	30.97	31.20	30.00	29.79	29.50	28.94	28.46	28.06

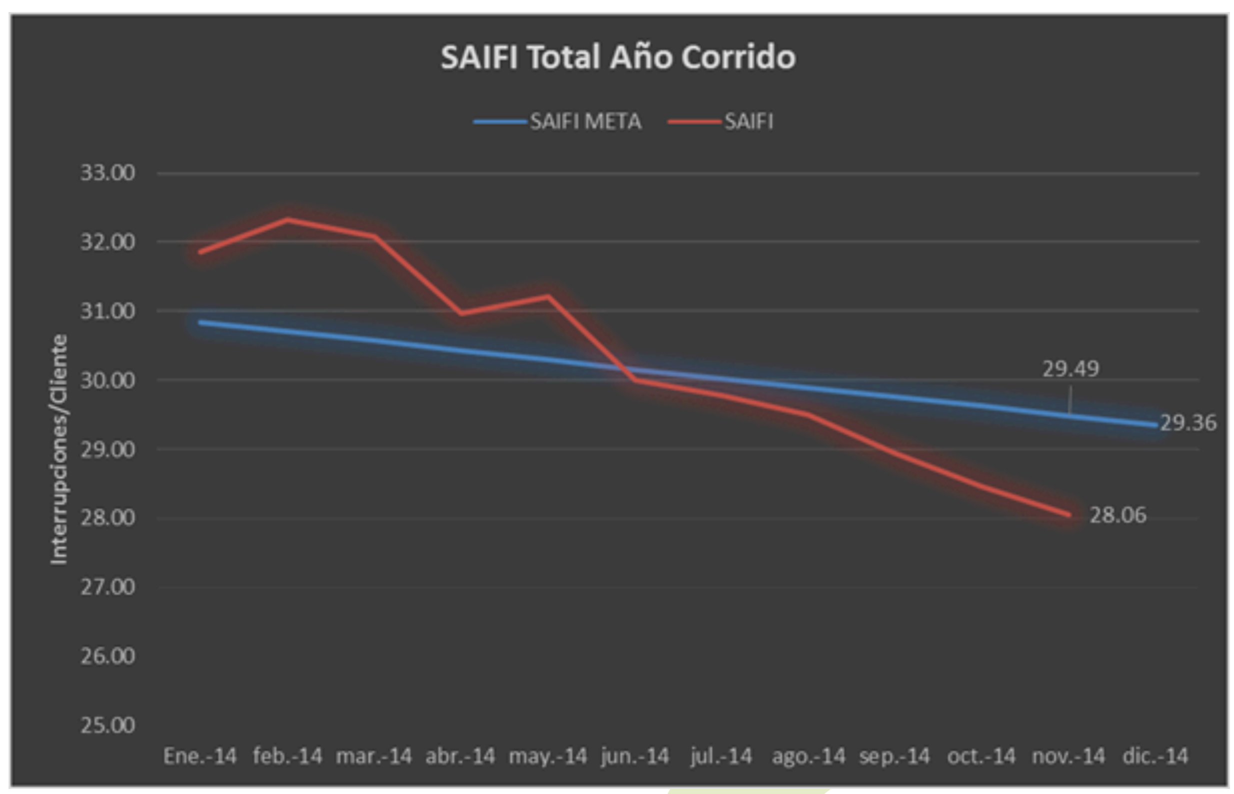


Figura 9 Indicar de SAIFI del año 2014

Los resultados mostrados anteriormente se presentan como un referente, en caso de que el cliente considere los impactos en calidad del servicio en el estudio técnico requerido para la solicitud de MUNTS. En ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

5.4.2 Calidad de la onda

Calidad de la potencia: Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan esta materia, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

Mediante la Resolución CREG 024 de 2005, la Comisión modificó las normas de calidad de la potencia aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica, ordenando la instalación de equipos de medición de calidad de la potencia y el reporte de la información registrada; posteriormente mediante la resolución CREG 016 de 2007 modifica parcialmente las disposiciones de la Resolución CREG 024 de 2005, entre ellas la fecha límite de entrada en operación del Sistema de medición y registro de calidad de la potencia. La Central Hidroeléctrica de Caldas, atendiendo el mandato regulatorio y buscando el mejoramiento de continuo en la atención de servicio a todos su usuarios, entra en operación su sistema de medición y registro de calidad de la potencia integrando el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, en cuyas unidades constructivas son reconocidas las unidades de adquisición de datos necesarias para la medición y registro de la calidad de la potencia de acuerdo a la Resolución CREG 097 de 2008.

El SMRCP (Sistema de Medición y Registro de Calidad de la Potencia) actualmente implementado por la Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP, está compuesto por los equipos de medida de calidad de la potencia eléctrica, los sistemas de comunicación, los sistemas de almacenamiento, análisis, gestión y reporte de la información de calidad de la potencia eléctrica.

El SMRCP ha sido diseñado tomando en cuenta el concepto de sistema clúster de alta disponibilidad, el cual consiste en tener la capacidad de disponibilidad de la información a pesar de condiciones adversas. Con un sistema de servidores configurados en Clúster ofrece los recursos suficientes para suministrar el funcionamiento total del centro de gestión de calidad de potencia eléctrica con capacidad de redundancia

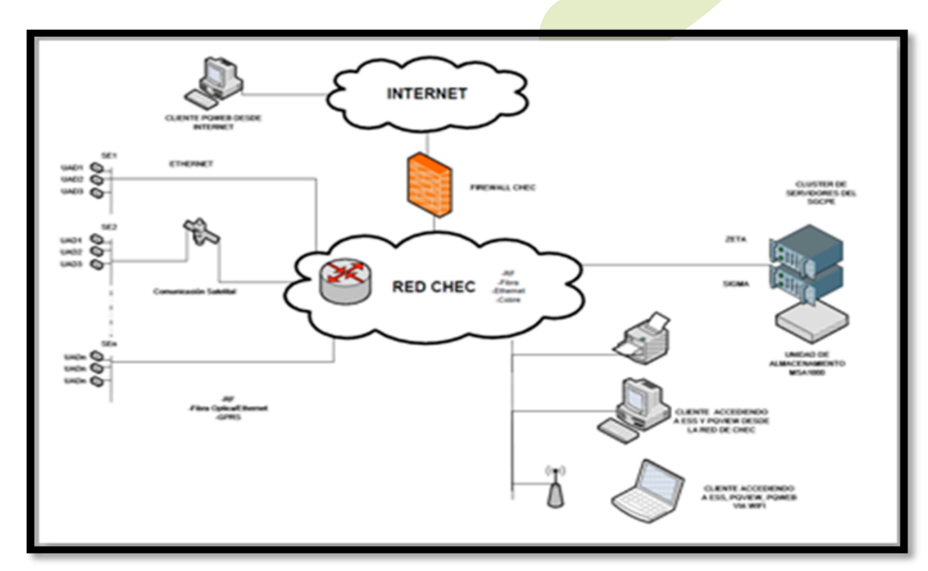


Figura 10 Arquitectura del SMRCP

Los equipos de medida y registro de calidad o Unidades de adquisición de datos (UADs) actualmente instaladas, son analizadores de calidad de potencia eléctrica y cumplen con las características establecidas por la regulación vigente, además de los estándares internacionales para equipos clase A como se indica en la IEC 61000 4-30.

Los sistemas de comunicación están constituidos por una serie de enlaces: inalámbricos, fibra óptica y adaptaciones de otras comunicaciones existentes, que permite enlazar los equipos de calidad de potencia eléctrica con los servidores del sistema.

Para el Análisis de Calidad de Potencia Eléctrica se cuenta con un software capaz de integrar las funciones de adquisición, comunicación hasta una base de datos central, administración de ellos y procesamiento de la información.

5.4.2.1. Puntos de medición variable

De acuerdo a la regulación vigente la CHEC cuenta con equipos de monitoreo y registro de calidad de la potencia clase A en las barras de las siguientes subestaciones, las cuales se encuentran clasificadas a continuación según el nivel de tensión de las mismas:

Nivel 4 (Barras 115 kV)

N°	ID Punto Medida	Descripción del Punto de Medida
1	ARM40100	ARMENIA_BARRA 1 N_115 KV.
2	DOR40100	DORADA_BARRA 1 N_115 KV.
3	ENE40100	ENEA_BARRA 1 N_115 KV.
4	ESM40100	ESMERALDA_BARRA 1 N_115 KV.
5	HER40100	HERMOSA_BARRA 1 N_115 KV.
6	INS40100	INSULA_BARRA 1 N_115 KV.
7	IRR40100	IRRA_BARRA 1 N_115 KV.
8	MAN40100	MANIZALES_BARRA 1 N_115 KV.
9	MAZ40100	MANZANARES_BARRA 1 N_115 KV.
10	PSO40100	PERALONSO_BARRA 1 N_115 KV.
11	REG40100	REGIVIT_BARRA 1 N_115 KV.
12	RIO40100	RIOSUCIO_BARRA 1 N_115 KV.
13	ROS40100	LA ROSA_BARRA 1 N_115 KV.
14	SLM40100	SALAMINA_BARRA 1 N_115 KV.
15	VBO40100	VITERBO_BARRA 1 N_115 KV.
16	VCT40100	VICTORIA_BARRA 1 N_115 KV.

Tabla 2 Puntos de medición barra 115 KV

Nivel 3 (Barras 33kV)

Id	S/E - Nivel	Descripción del Punto de Medida
1	AMA30	ANSERMA_BARRA 1 N_33 KV.
2	AMR30	ALTAMAR_BARRA 1 N_33 KV.
3	ARM30	ARMENIA_BARRA 1 N_33 KV.
4	AZA30	ALTASUIZA_BARRA 1 N_33 KV.
5	AZU30	ARANZAZU_BARRA 1 N_33 KV.
6	BEL30	BELALCAZAR_BARRA 1 N_33 KV.
7	CAM30	CAMPESTRE_BARRA 1 N_33 KV.
8	CHA30	CHINCHINA_BARRA 1 N_33 KV.
9	CHI30	CHIPRE_BARRA 1 N_33 KV.
10	DOR30	DORADA_BARRA 1 N_33 KV.
11	ENE30	ENEA_BARRA 1 N_33 KV.
12	FIL30	FILADELFIA_BARRA 1 N_33 KV.
13	HER30	HERMOSA_BARRA 1 N_33 KV.
14	INS30	INSULA_BARRA 1 N_33 KV.
15	IRR30	IRRA_BARRA 1 N_33 KV.
16	MAN30	MANIZALES_BARRA 1 N_33 KV.
17	MAZ30	MANZANARES_BARRA 1 N_33 KV.
18	MNA30	LA MANUELA_BARRA 1 N_33 KV.
19	MTO30	MARMATO_BARRA 1 N_33 KV.
20	NRA30	NEIRA_BARRA 1 N_33 KV.
21	PSO30	PERALONSO_BARRA 1 N_33 KV.
22	REG30	REGIVIT_BARRA 1 N_33 KV.
23	RIO30	RIOSUCIO_BARRA 1 N_33 KV.
24	ROS30	LA ROSA_BARRA 1 N_33 KV.
25	ROS30	LA ROSA_BARRA 2 N_33 KV.
26	RSA30	RISARALDA_BARRA 1 N_33 KV.
27	SLM30	SALAMINA_BARRA 1 N_33 KV.
28	SUP30	SUPIA_BARRA 1 N_33 KV.
29	VBO30	VITERBO_BARRA 1 N_33 KV.
30	VCT30	VICTORIA_BARRA 1 N_33 KV.
31	VIR30	LA VIRGINIA_BARRA 1 N_33 KV.
32	VMA30	VILLAMARIA_BARRA 1 N_33 KV.

Tabla 3 Puntos de medición barra 33 KV

Nivel 2 (Barras 13.2 kV)

Id	S/E - Nivel	Descripción del Punto de Medida
1	AMA23	ANSERMA_BARRA 1 N_13.2 KV.
2	AMR23	ALTAMAR_BARRA 1 N_13.2 KV.
3	ARM23	ARMENIA_BARRA 1 N_13.2 KV.
4	AZA23	ALTASUIZA_BARRA 1 N_13.2 KV.
5	AZU23	ARANZAZU_BARRA 1 N_13.2 KV.
6	BEL23	BELALCAZAR_BARRA 1 N_13.2 KV.
7	BUM23	BELEN DE UMBRIA_BARRA 1 N_13.2 KV.
8	CAM23	CAMPESTRE_BARRA 1 N_13.2 KV.
9	CHA23	CHINCHINA_BARRA 1 N_13.2 KV.
10	CHI23	CHIPRE_BARRA 1 N_13.2 KV.
11	DON23	DORADA NORTE_BARRA 1 N_13.2 KV.
12	DOR23	DORADA_BARRA 1 N_13.2 KV.
13	ENE23	ENEA_BARRA 1 N_13.2 KV.
14	FIL23	FILADELFIA_BARRA 1 N_13.2 KV.
15	HER23	HERMOSA_BARRA 1 N_13.2 KV.
16	INS23	INSULA_BARRA 1 N_13.2 KV.
17	IRR23	IRRA_BARRA 1 N_13.2 KV.
18	MAN23	MANIZALES_BARRA 1 N_13.2 KV.
19	MAZ23	MANZANARES_BARRA 1 N_13.2 KV.
20	MNA23	LA MANUELA_BARRA 1 N_13.2 KV.
21	MTO23	MARMATO_BARRA 1 N_13.2 KV.
22	MTT23	MISTRATO_BARRA 1 N_13.2 KV.
23	NRA23	NEIRA_BARRA 1 N_13.2 KV.
24	PRO23	PUEBLO RICO_BARRA 1 N_13.2 KV.
25	PSO23	PERALONSO_BARRA 1 N_13.2 KV.
26	REG23	REGIVIT_BARRA 1 N_13.2 KV.
27	RIO23	RIOSUCIO_BARRA 1 N_13.2 KV.
28	ROS23	LA ROSA_BARRA 1 N_13.2 KV.
29	RSA23	RISARALDA_BARRA 1 N_13.2 KV.
30	SLM23	SALAMINA_BARRA 1 N_13.2 KV.
31	SUP23	SUPIA_BARRA 1 N_13.2 KV.
32	VBO23	VITERBO_BARRA 1 N_13.2 KV.
33	VCT23	VICTORIA_BARRA 1 N_13.2 KV.
34	VIR23	LA VIRGINIA_BARRA 1 N_13.2 KV.
35	VMA23	VILLAMARIA_BARRA 1 N_13.2 KV.

Tabla 4 Puntos de Medición barra 13.2 KV

El sistema puede proveer 1008 datos semanales, 30240 Mensuales y 362880 anuales por UAD instalada en barra y por variable definida (Variaciones RMS Tensión, THDv, etc.), para un total de 83 UADs se tendrían un total de 30.119.040 datos por variable, lo que da cuenta del gran volumen de información que maneja el sistema.

La información registrada por el sistema de gestión de la calidad se encuentra a disposición de los usuarios para su consulta cuando así lo requieran.

5.4.2.2. Análisis de variables de calidad de la potencia eléctrica

Para efectos de presente informe se detalla el comportamiento de las variables de calidad reguladas actualmente dentro de la resolución CREG 024 de 2005 y que modifican mediante el anexo 1. Los numerales 6.2.1 y 6.2.2 del anexo general del reglamento de distribución de energía eléctrica – resolución CREG 070 de 1998

Distorsión Armónica de la Onda de Tensión: Definida como la distorsión periódica de las ondas de voltaje, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia de suministro, acompañando la componente fundamental (componente cuya frecuencia es igual a la de suministro). Este fenómeno es el resultado de cargas no lineales en el STN, STR y/o SDL.

Tanto los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional – STN -, como los Operadores de Red – OR-, deberán cumplir las exigencias establecidas en la siguiente tabla, basada en el Estándar IEEE 519 - [1992]:

Tensión del Sistema	***THDV Máximo (%)***
Niveles de tensión 1,2 y 3	*5.0*
Nivel de Tensión 4	*2.5*
STN	*1.5*

Tabla 5 Límites máximos de distorsión total de voltaje

La metodología de cálculo utilizada para determinar el indicador en cada una de las barras, se realiza conforme a lo recomendado por la NTC 5001: En condiciones normales de operación, se debe calcular el percentil al 95 % de los valores de distorsión armónica total de tensión (THDv), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase, deben ser menor o igual a los valores de referencia. Ver Tabla 3

El análisis se realiza por Zonas y Niveles de Tensión, con el fin de facilitar su lectura y análisis:

Zona Centro Manizales

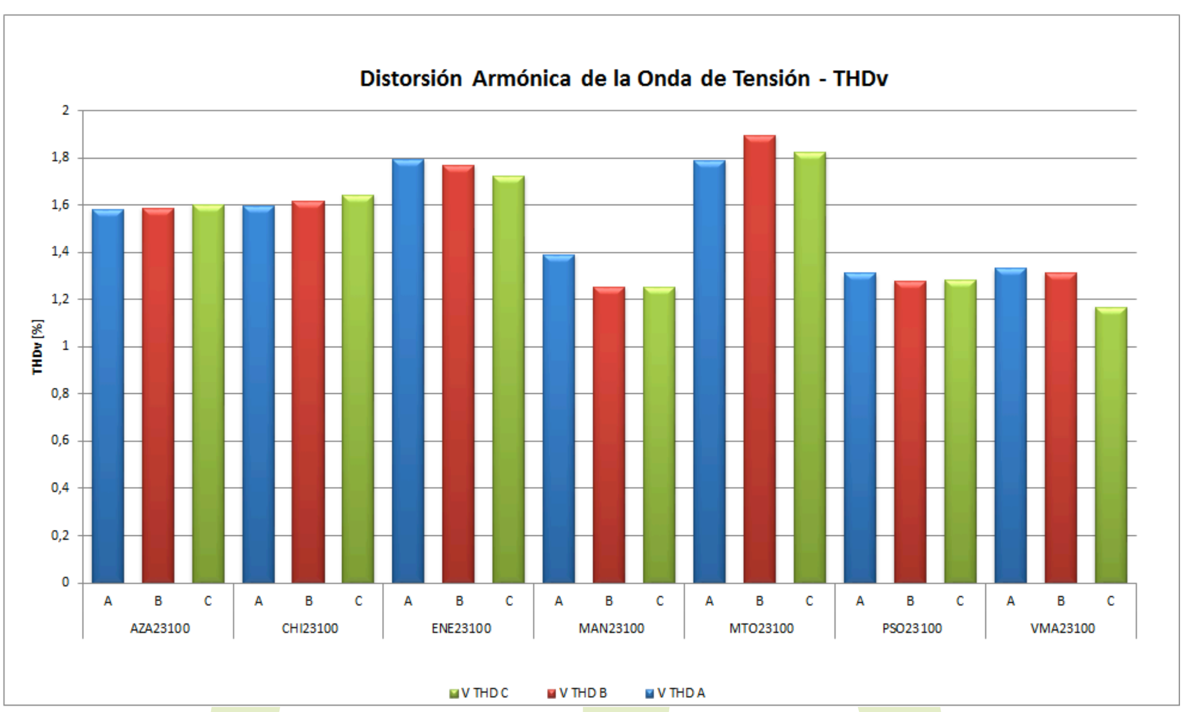


Figura 11 Distorsión armónica total en barras de 13.2 KV

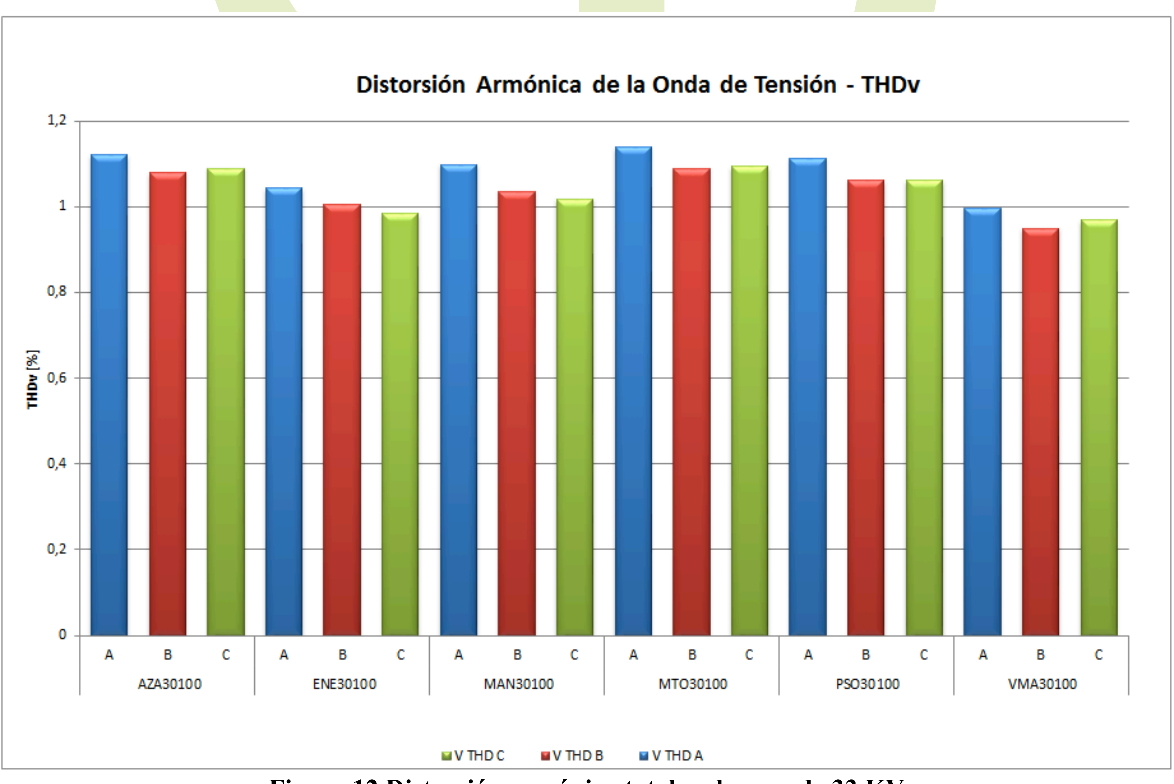


Figura 12 Distorsión armónica total en barras de 33 KV

Zona Centro Manizales

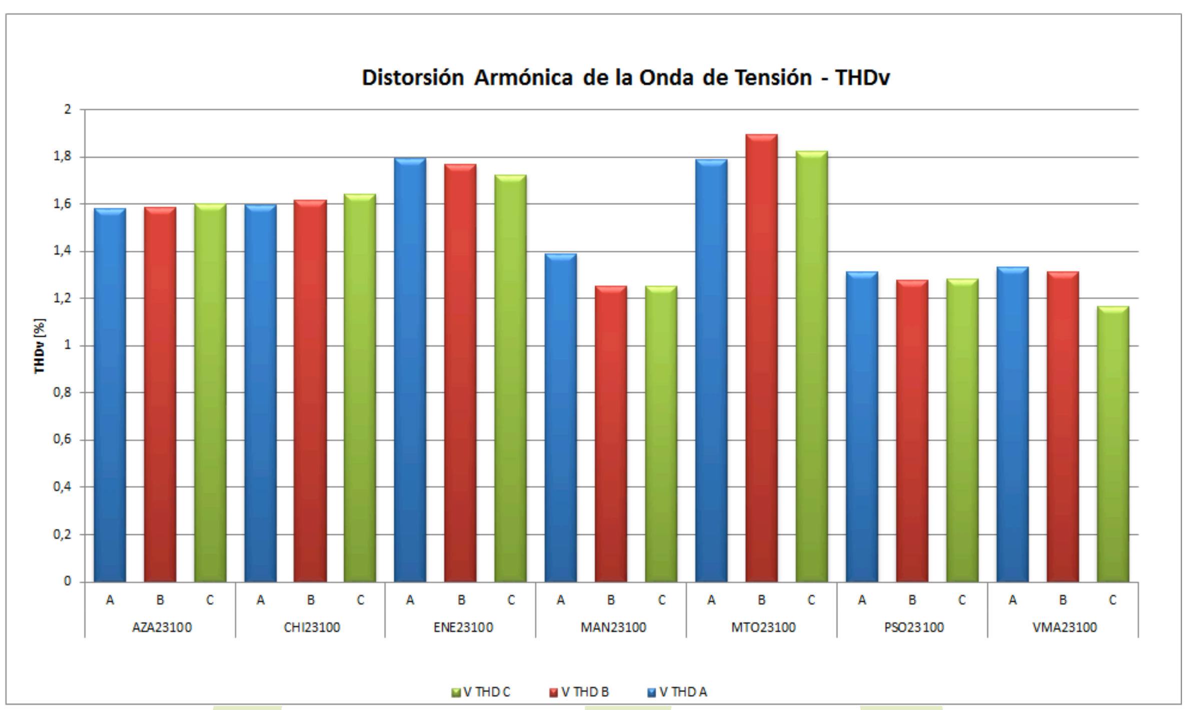


Figura 13 Distorsión armónica total en barras de 13.2 KV

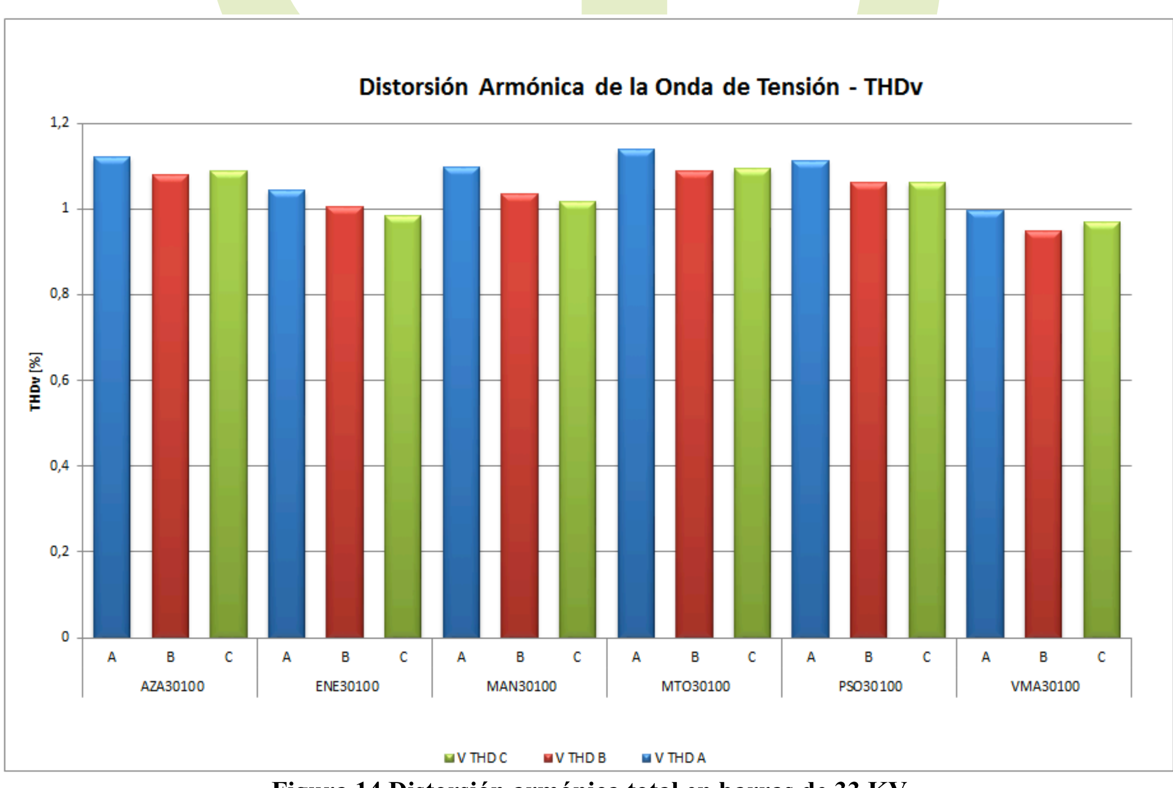


Figura 14 Distorsión armónica total en barras de 33 KV

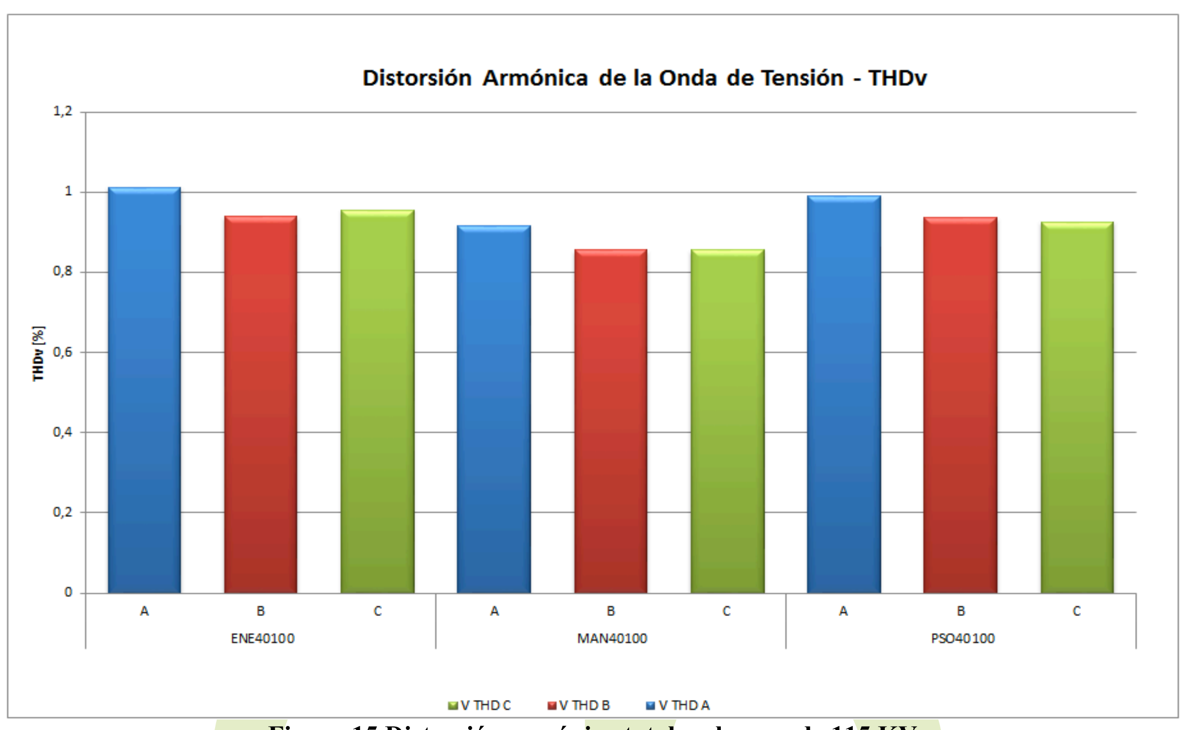


Figura 15 Distorsión armónica total en barras de 115 KV

Zona Centro

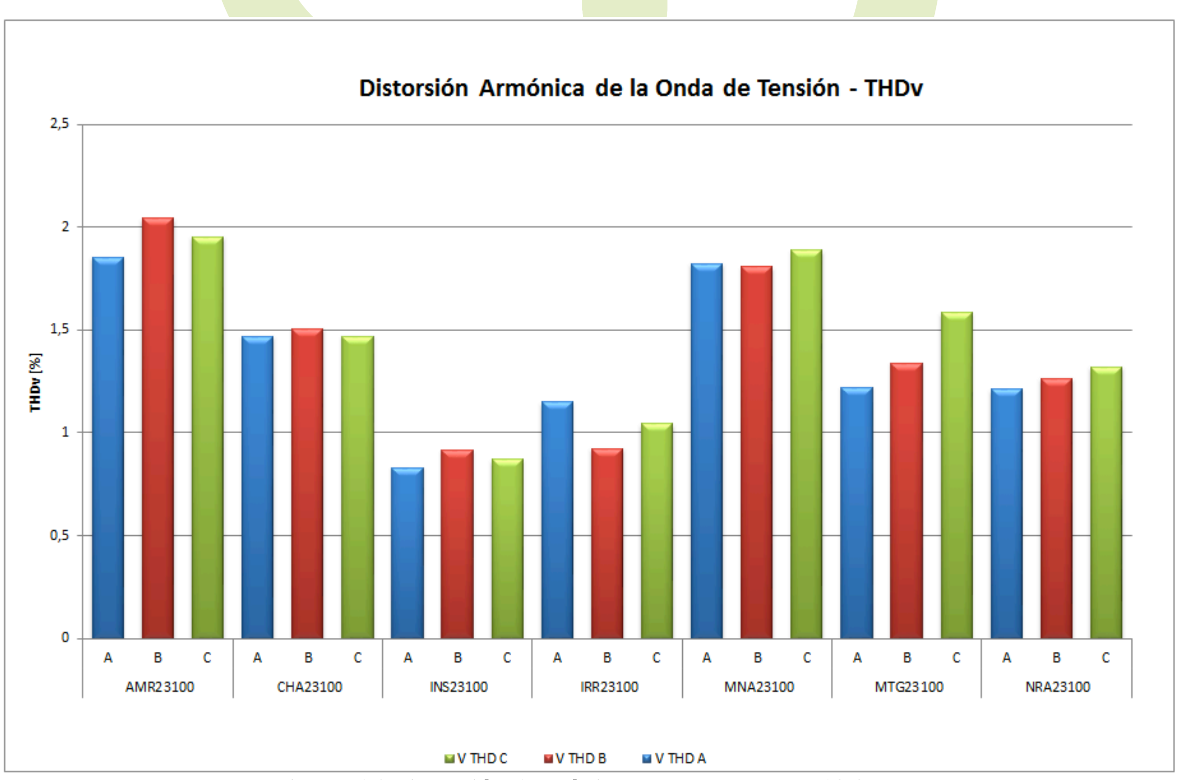


Figura 16 Distorsión Armónica Total en Barras 13,2 kV

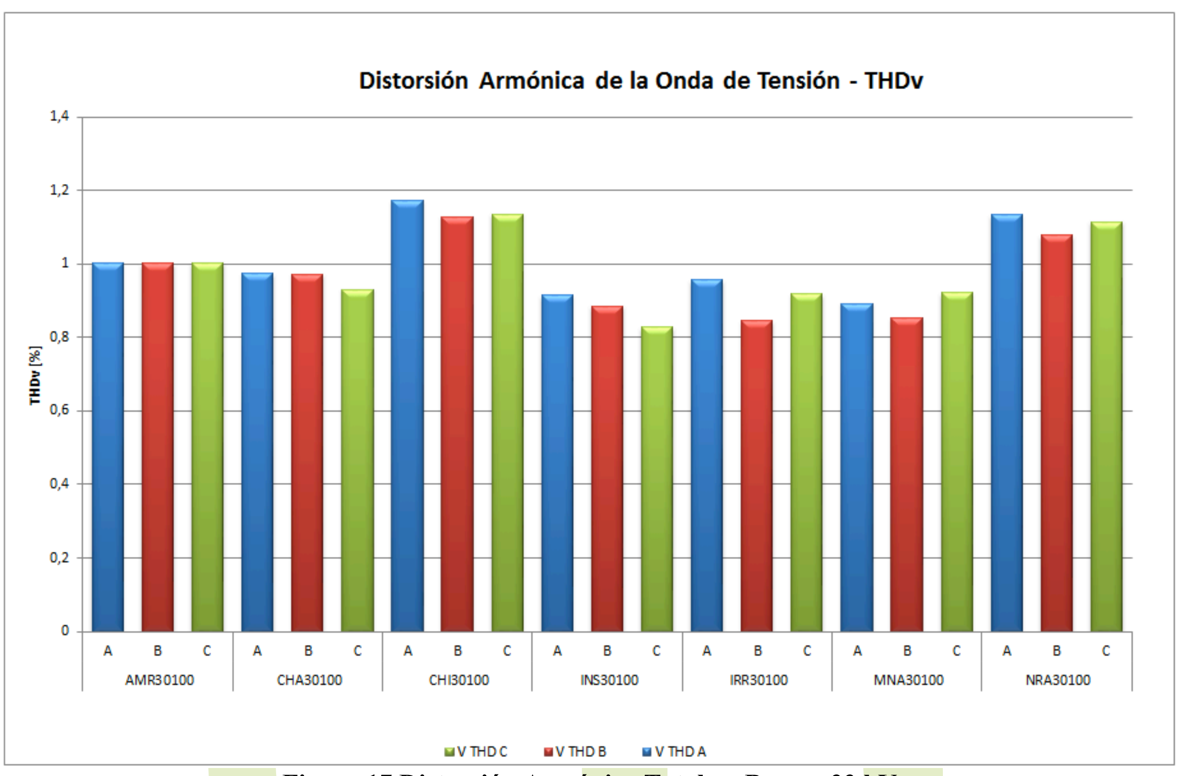


Figura 17 Distorsión Armónica Total en Barras 33 kV

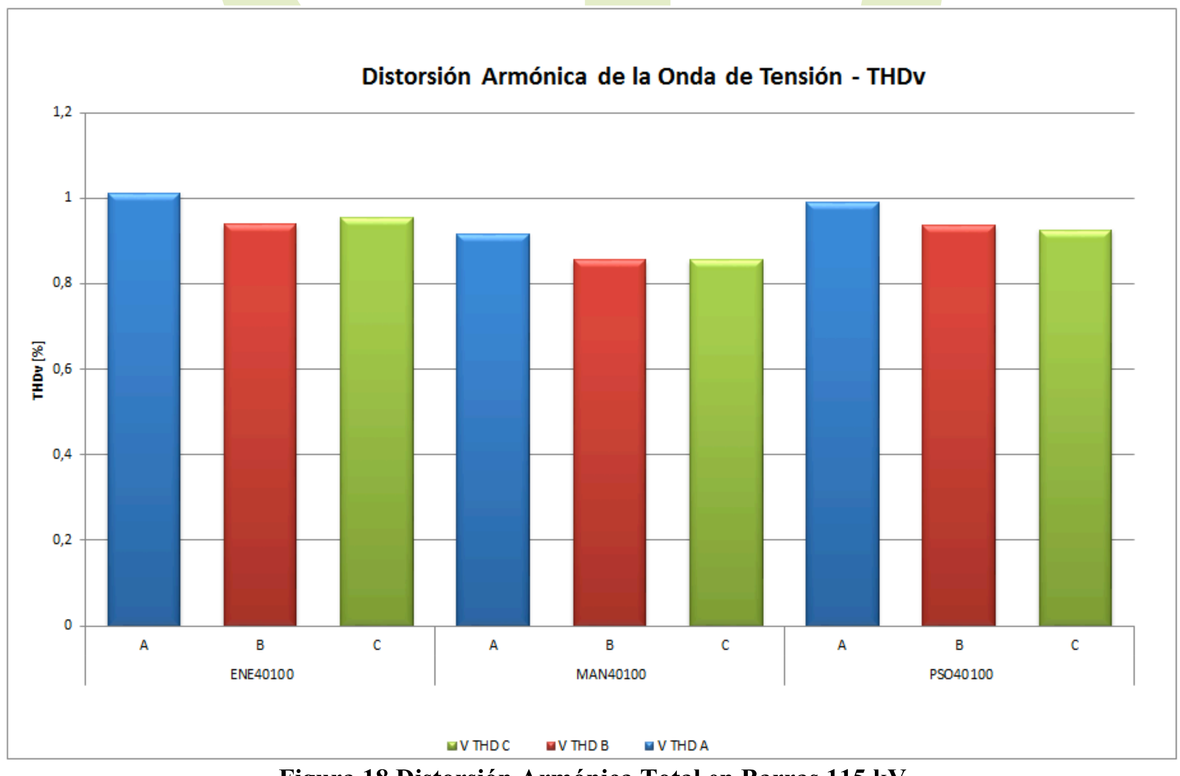


Figura 18 Distorsión Armónica Total en Barras 115 kV

Zona Noroccidente

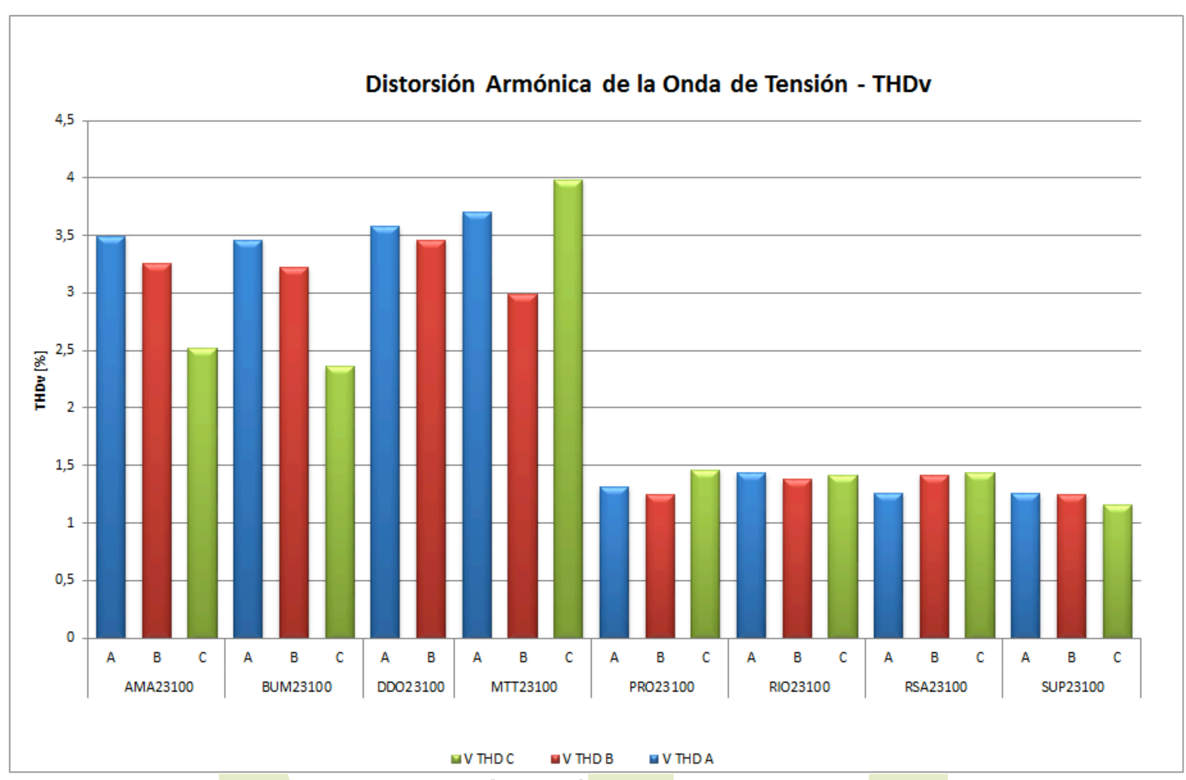


Figura 19 Distorsión Armónica Total en Barras 13,2 kV

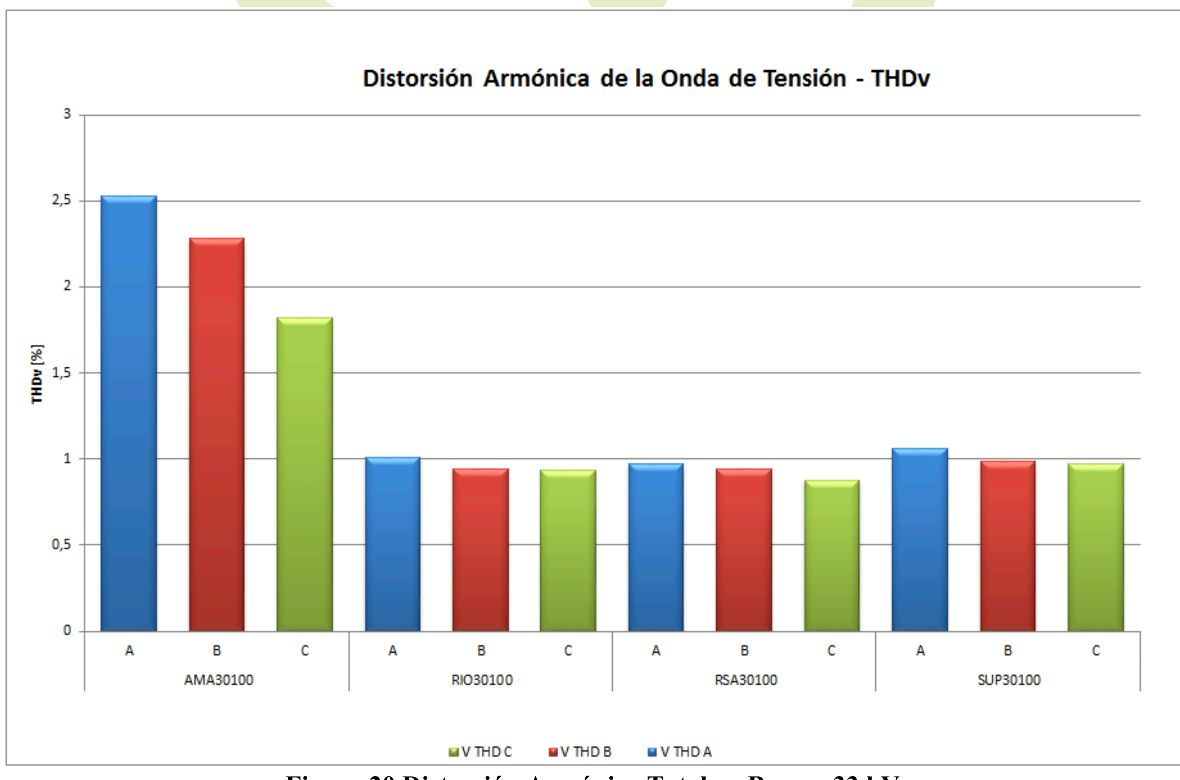


Figura 20 Distorsión Armónica Total en Barras 33 kV

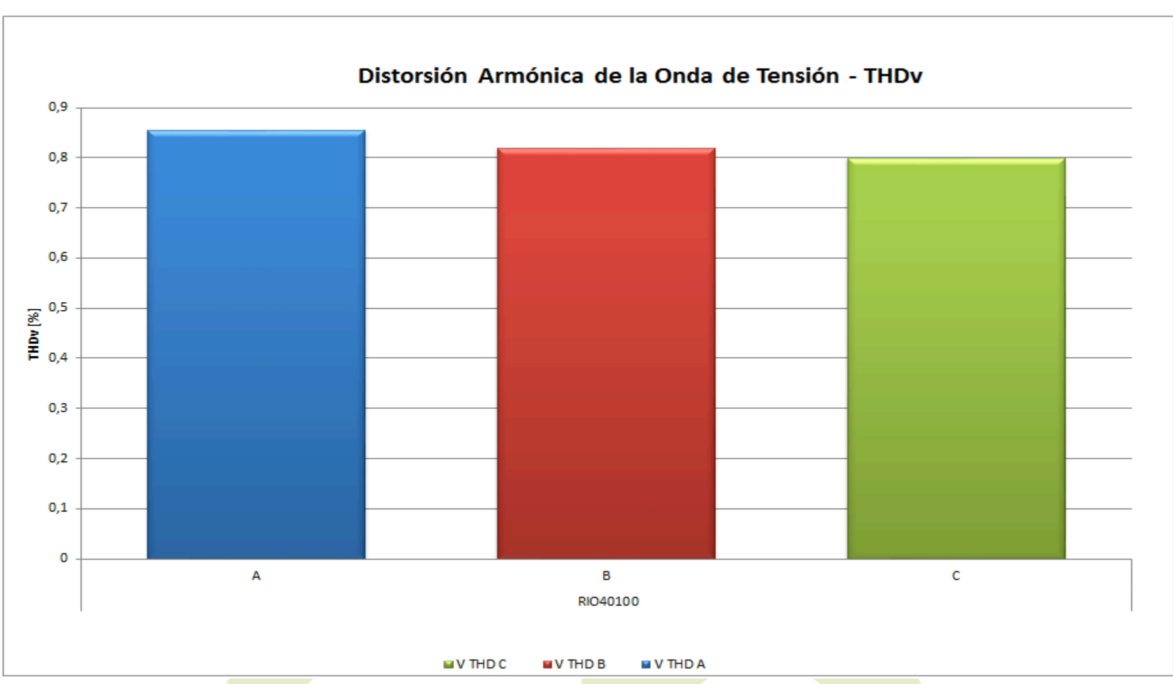


Figura 21 Distorsión Armónica Total en Barras 115 kV

Zona Norte

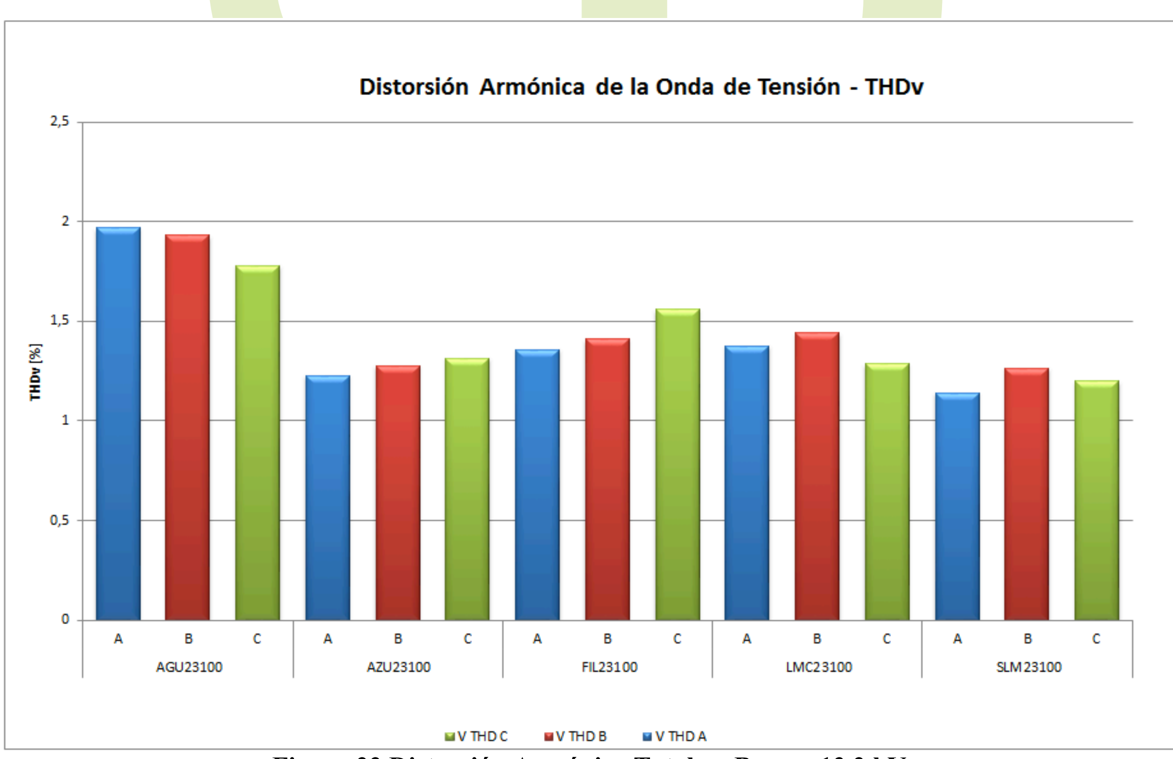


Figura 22 Distorsión Armónica Total en Barras 13,2 kV

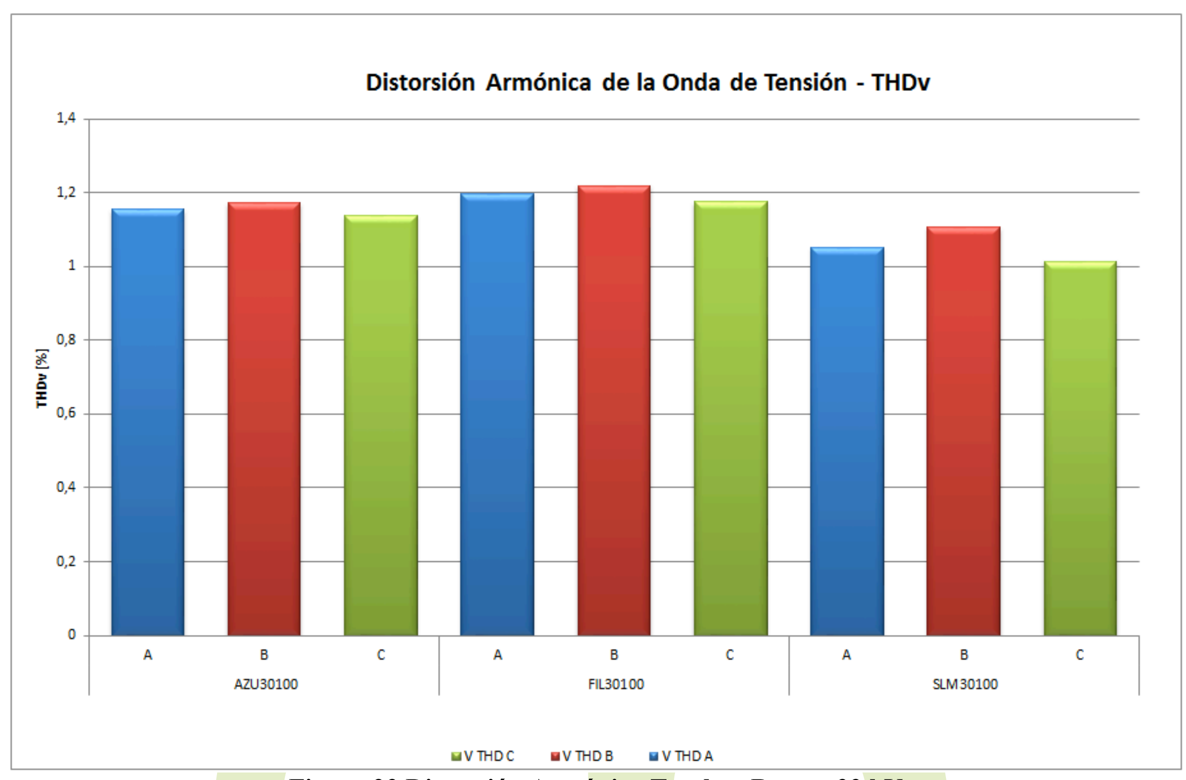


Figura 23 Distorsión Armónica Total en Barras 33 kV

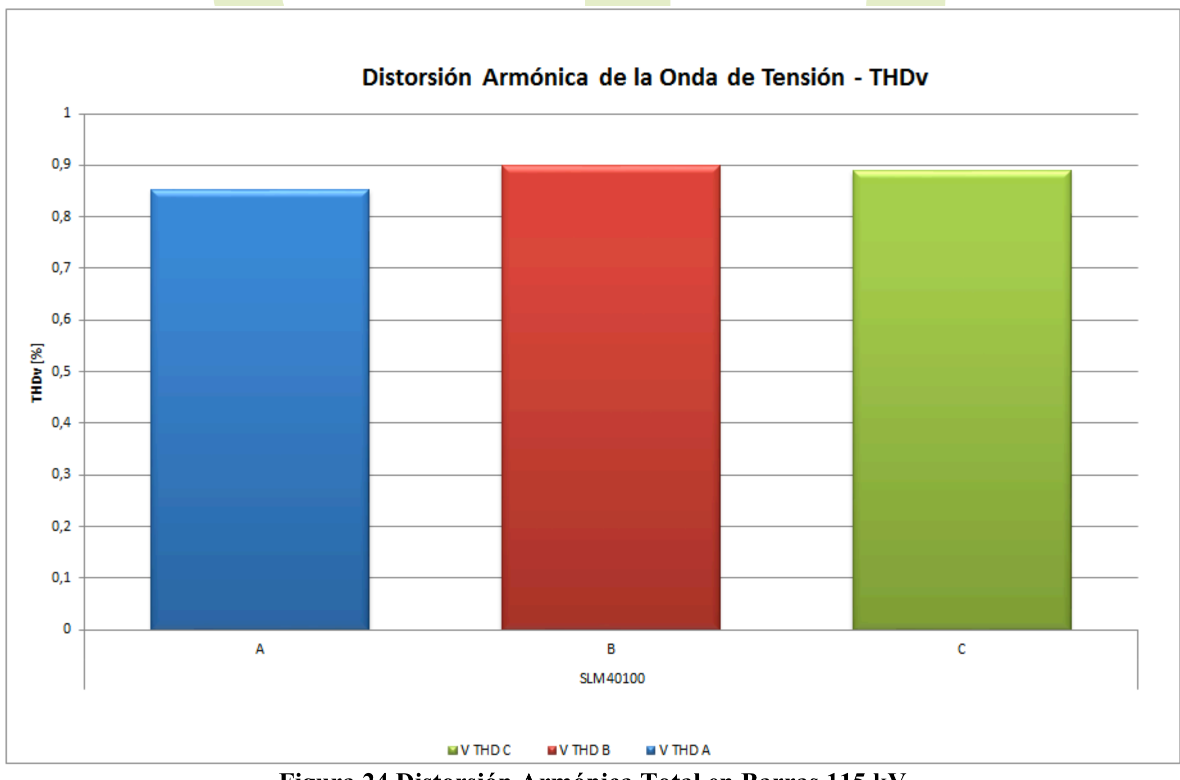


Figura 24 Distorsión Armónica Total en Barras 115 kV

Zona Oriente

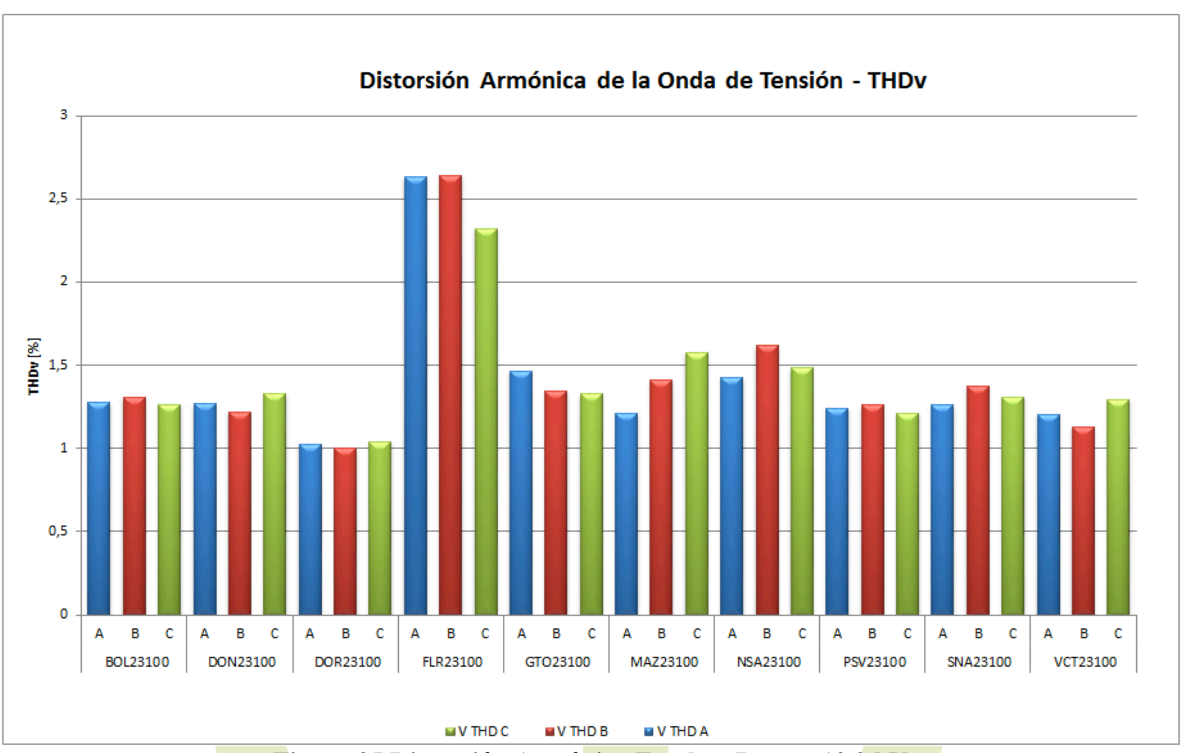


Figura 25 Distorsión Armónica Total en Barras 13,2 kV

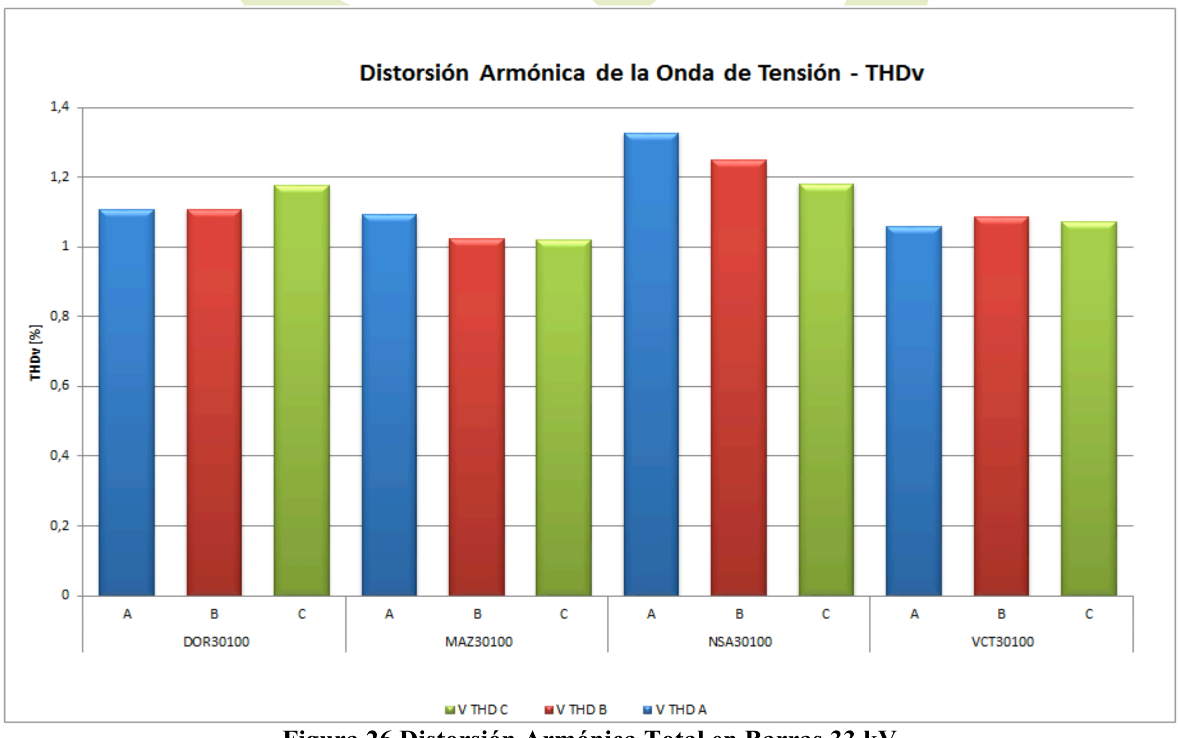


Figura 26 Distorsión Armónica Total en Barras 33 kV

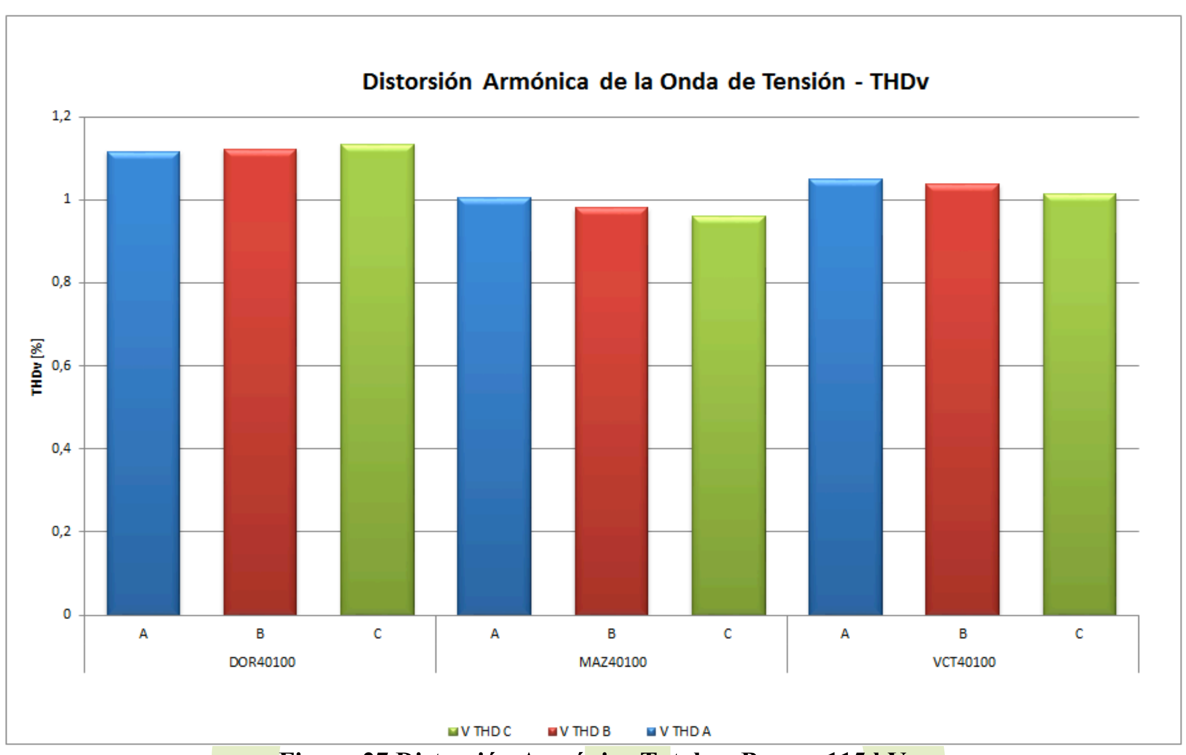


Figura 27 Distorsión Armónica Total en Barras 115 kV

Zona Sur

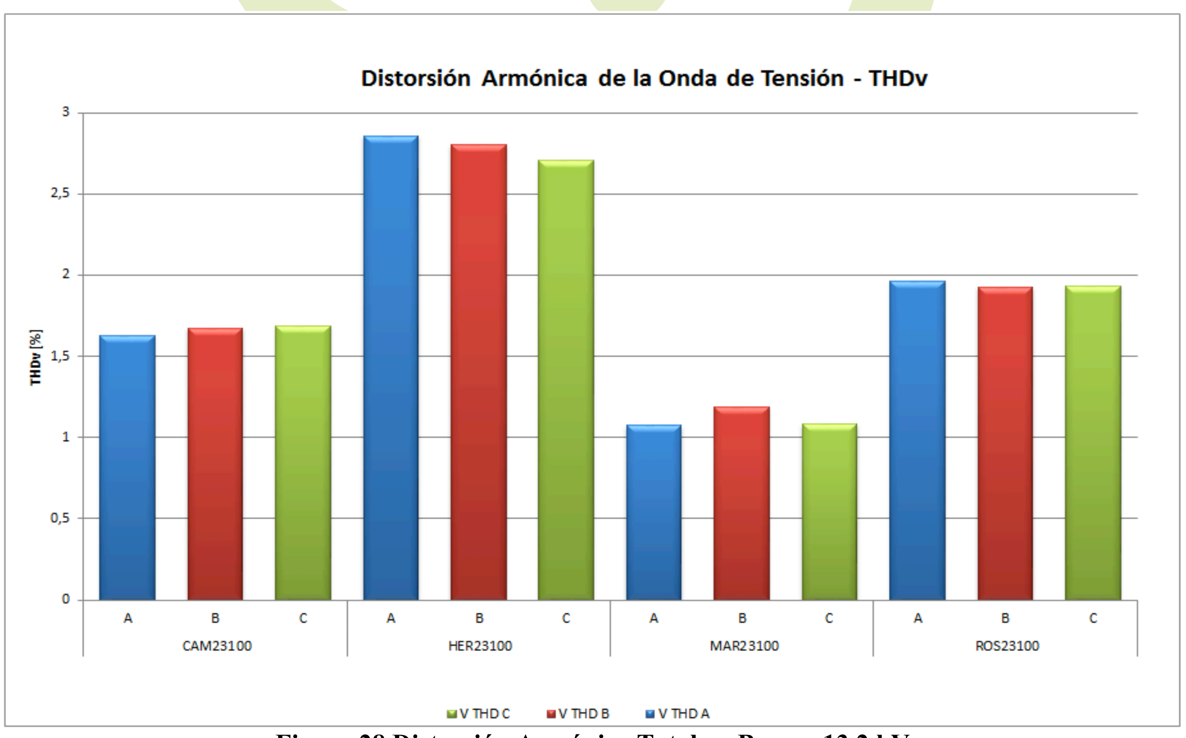


Figura 28 Distorsión Armónica Total en Barras 13,2 kV

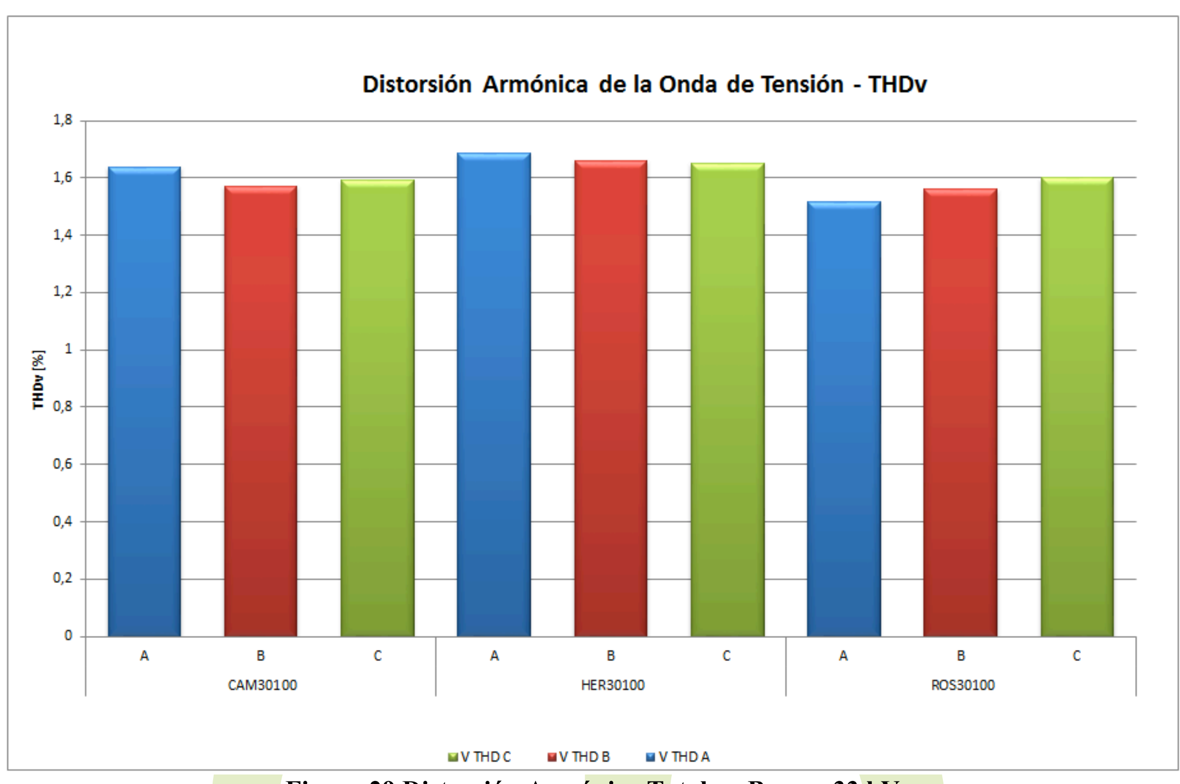


Figura 29 Distorsión Armónica Total en Barras 33 kV

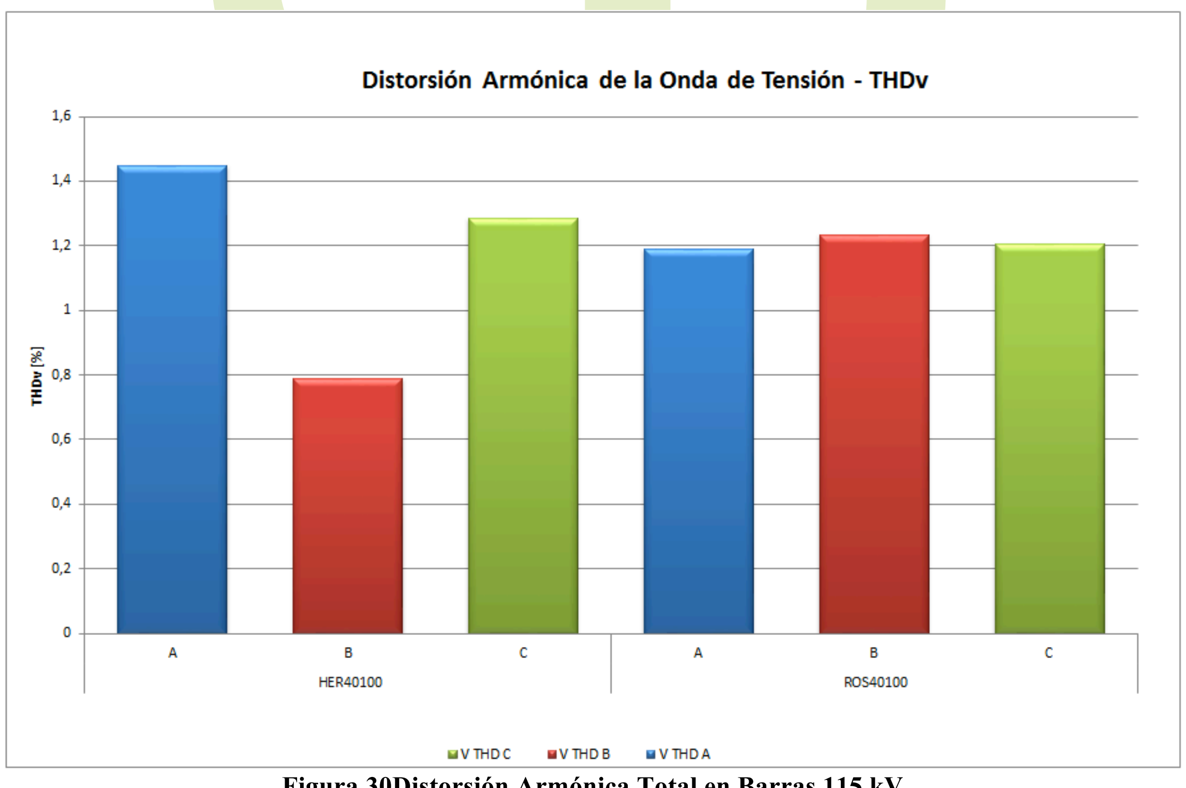


Figura 30Distorsión Armónica Total en Barras 115 kV

Zona Suroccidente

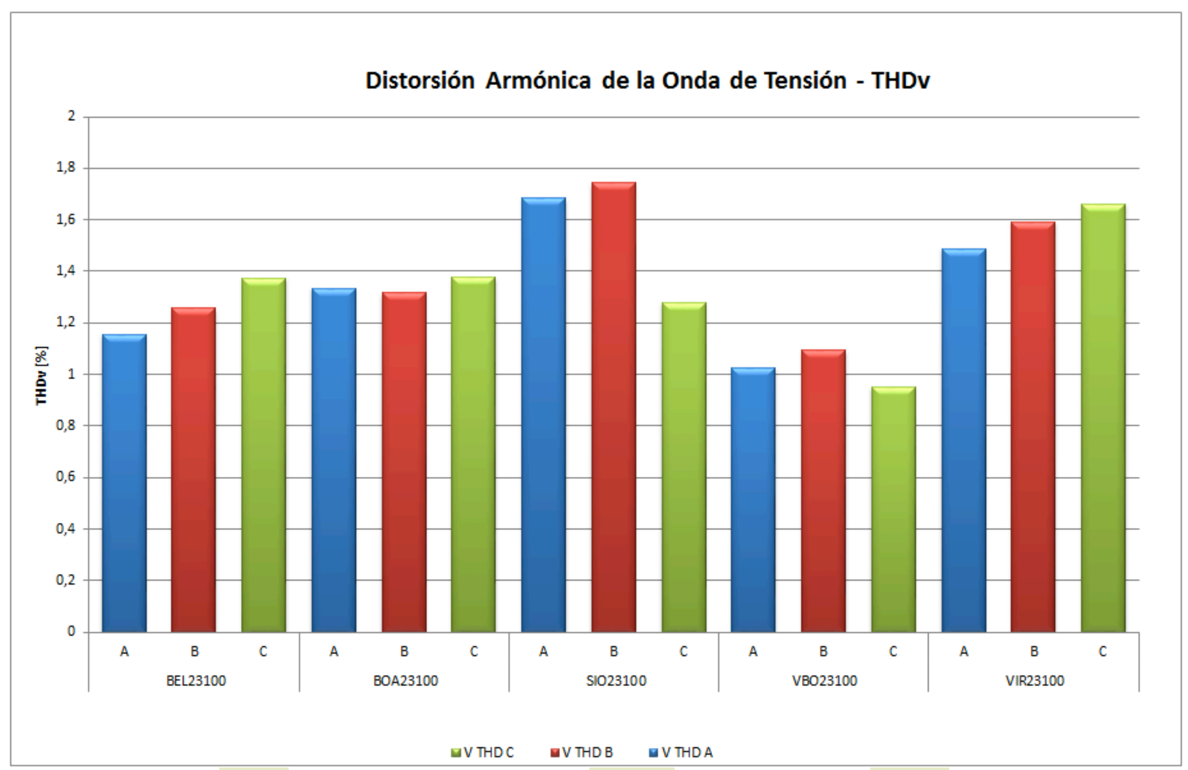


Figura 31 Distorsión Armónica Total en Barras 13,2 kV

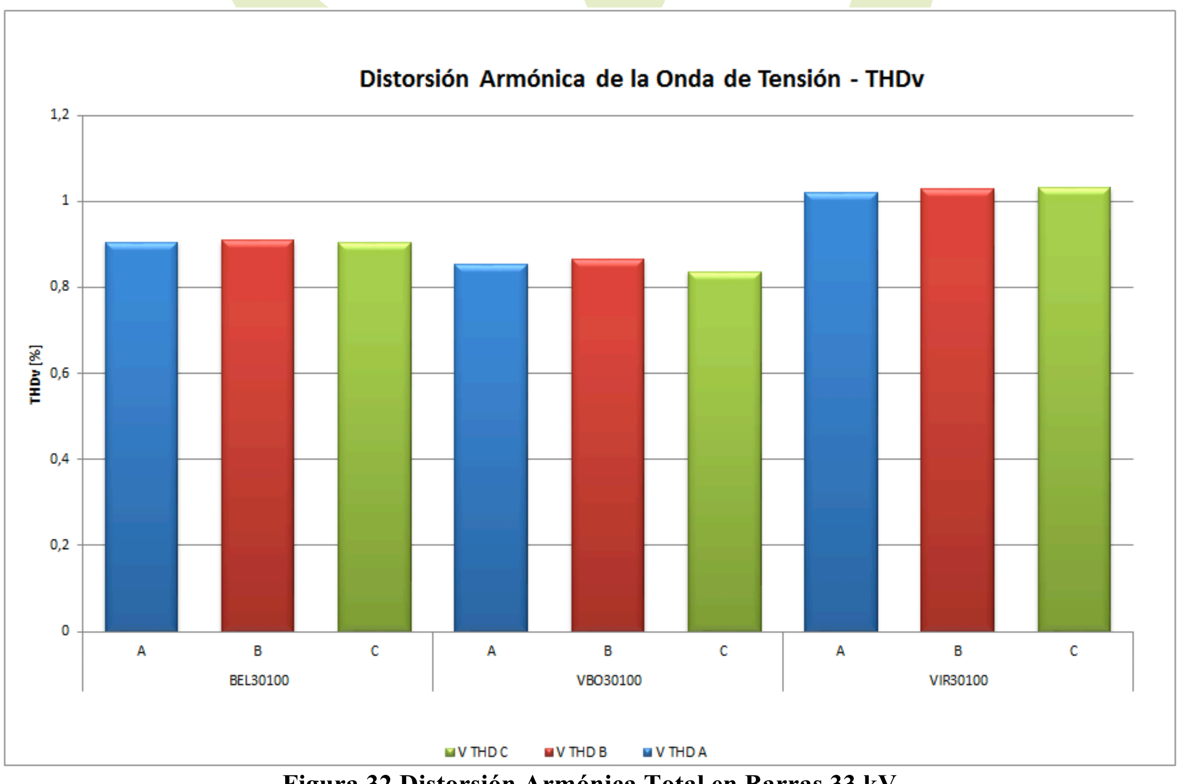


Figura 32 Distorsión Armónica Total en Barras 33 kV

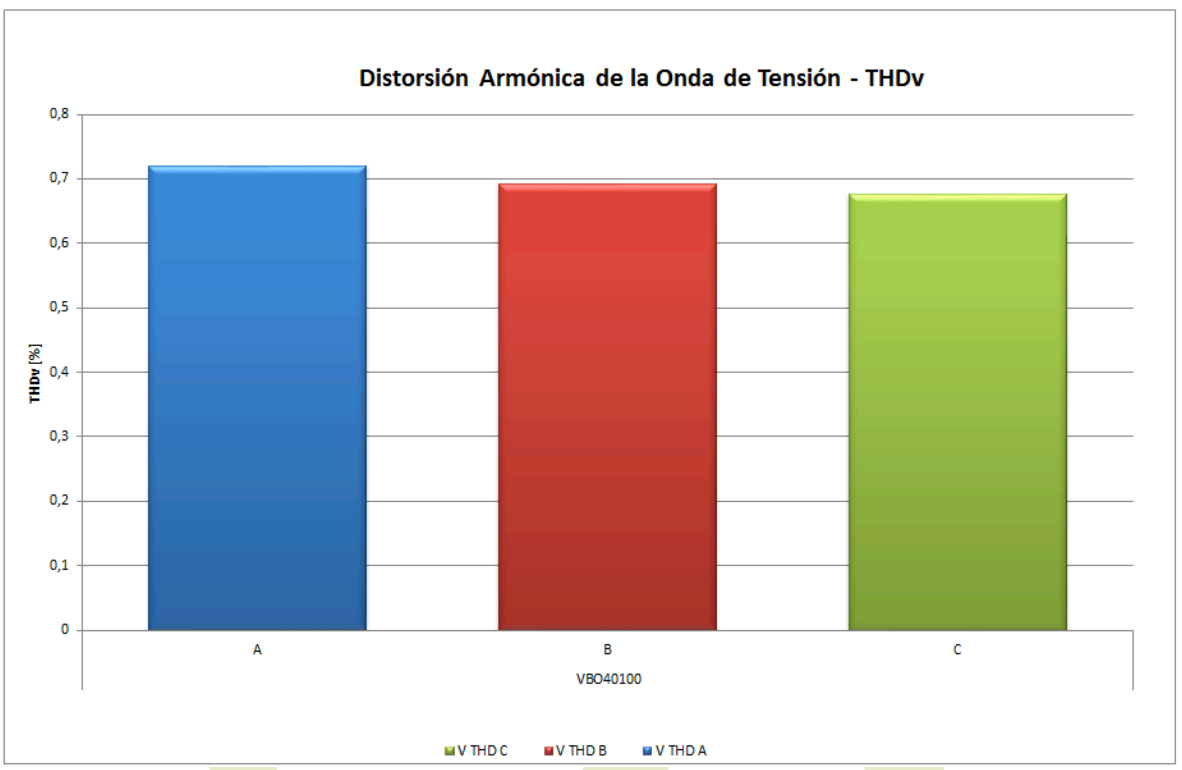


Figura 33Distorsión Armónica Total en Barras 115 kV

En general todas las barras pertenecientes al sistema de transmisión regional de CHEC, cumplen con los límites establecidos para la distorsión total de la tensión o THDv.

Desviaciones de la Tensión estacionaria: Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.

Los resultados mostrados anteriormente se presentan como un referente, en caso de que el cliente considere los impactos en calidad de la potencia en el estudio técnico requerido para la solicitud de MUNTS. En ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

5.5. Niveles de cortocircuito

En los gráficos presentados en este apartado se destacan los niveles de falla nominal de los equipos como los calculados en estado estable. No obstante, estos se obtuvieron con base en la aplicación del método de cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC descrito en el estándar IEC 60909 publicado por la Comisión Electrotécnica Internacional en el año 2001.

El método de cálculo utilizado aplica para corrientes asociadas a cortocircuitos balanceados y desbalanceados los cuales sirven para determinar la capacidad o valores nominales del equipo eléctrico, y:

Dependiendo de la aplicación de los resultados, se requieren conocer diferentes tipos de corrientes de cortocircuito, cuya caracterización en el punto de localización del cortocircuito varía en función del tiempo, desde el instante de inicio hasta la finalización del fenómeno transitorio.

A continuación se presentan como referencia los resultados obtenidos para la corriente de cortocircuito simétrica inicial denotada como I''_k, versus capacidades de corto nominales en las subestaciones y desagregados por nivel de tensión.

Nivel de Tensión II (13,2 kV)

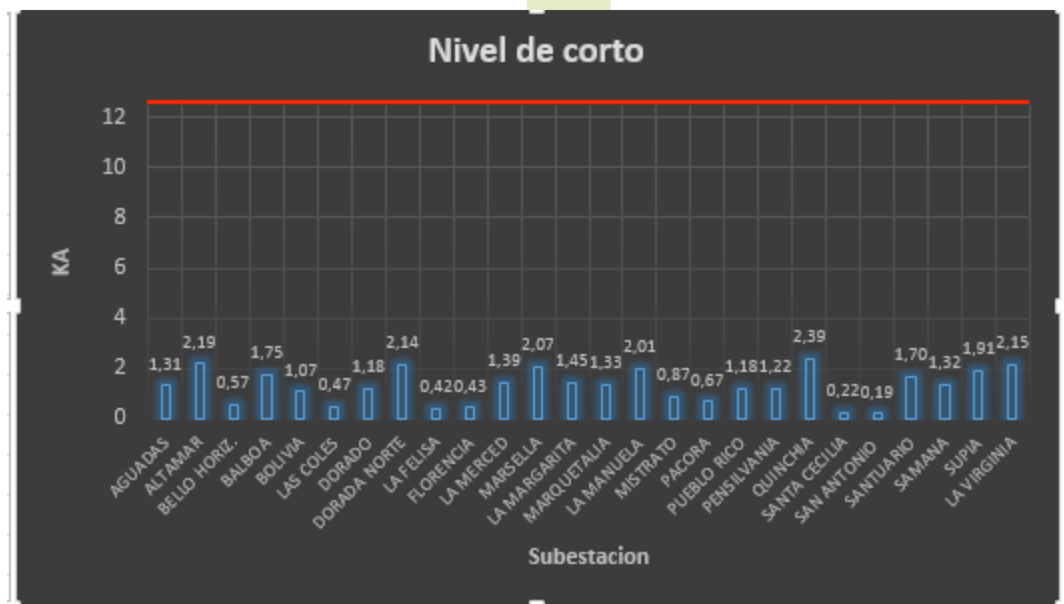


Figura 34 Nivel de corto en subestaciones con 12.5 KA de capacidad nominal

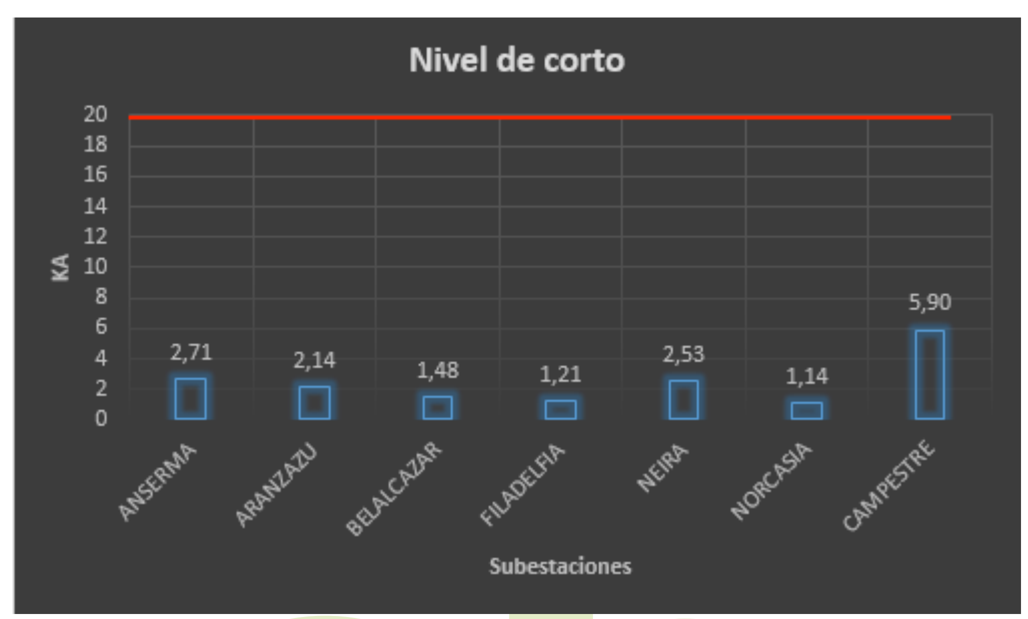


Figura 35 Nivel de corto en subestaciones con 20 KA de capacidad nominal



Figura 36 Nivel de corto en subestaciones con 25 KA de capacidad nominal

Nivel de Tensión III (33 kV)



Figura 37 Nivel de corto en subestaciones con 12.5 KA de capacidad nominal



Figura 38 Nivel de corto en subestaciones con 25 KA de capacidad nominal

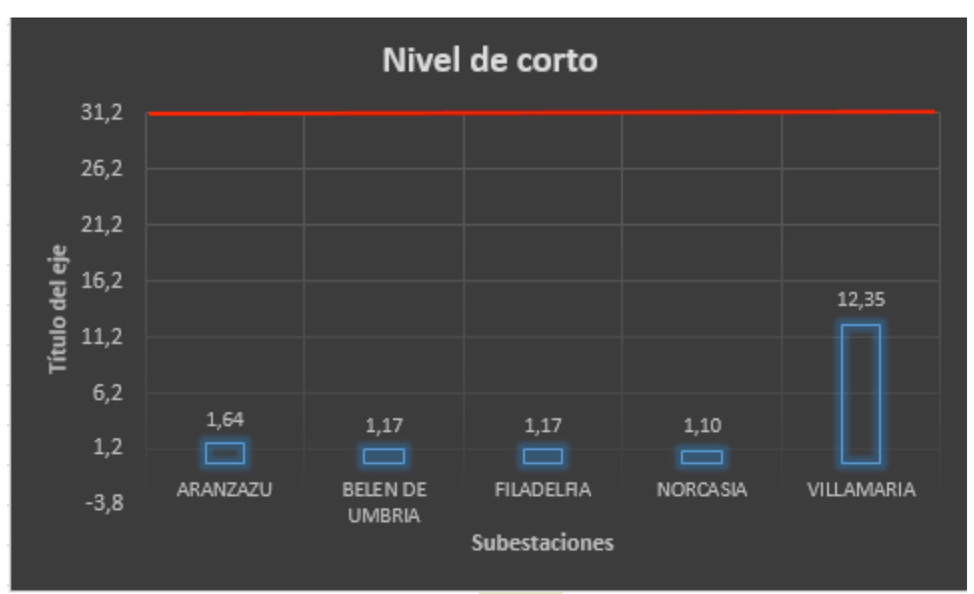


Figura 39 Nivel de corto en subestaciones con 31.5 KA de capacidad nominal

Nivel de Tensión IV (115 kV)

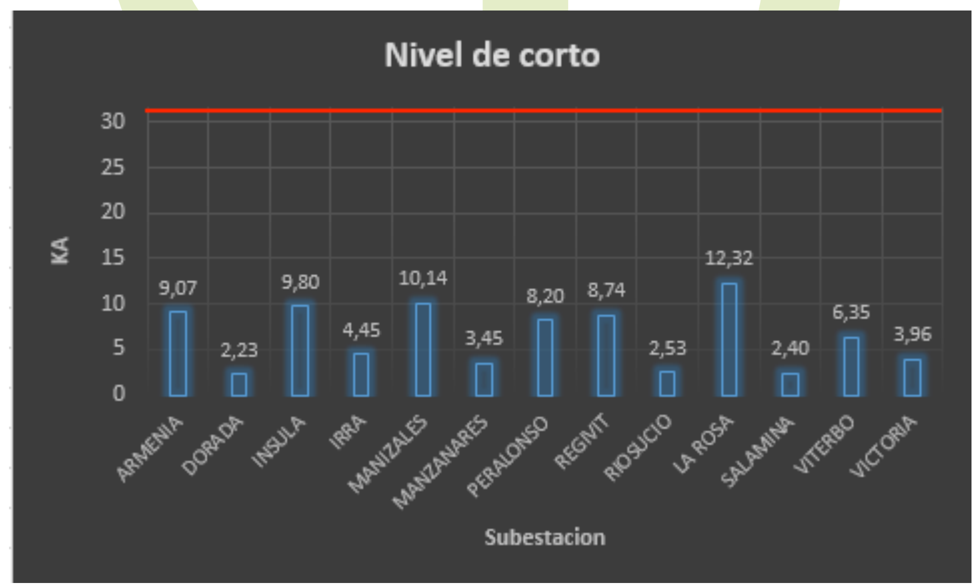


Figura 40 Nivel de corto en subestaciones con 31.5 KA de capacidad nominal

Los resultados mostrados anteriormente se presentan como un referente, en caso de que el cliente considere los impactos en cortocircuito en el estudio técnico requerido para la solicitud de MUNTS. En ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

6. LINEAMIENTOS

En este apartado se establecen los lineamientos sobre los cuales CHEC estudiará una solicitud de migración de nivel de tensión.

Los Usuarios podrán migrar a un nivel de tensión superior, siempre que cumplan los siguientes requisitos ante el OR CHEC:

- Justificar técnicamente la necesidad de cambio de Nivel de Tensión.
- Obtener autorización del OR a cuyas redes se encuentra conectado el usuario, cuando el cambio propuesto es en el sistema del mismo OR y se hayan tenido en cuenta las consideraciones técnicas descritas en este documento, de las cuales se concluyen las siguientes consideraciones:

Para los usuarios alimentados de circuitos con posibilidad de respaldo, se efectuara estudio de cambio de nivel de tensión siempre y cuando:

a) Su demanda máxima sea igual o superior a 4 MVA para migrar de 13,2 kV a 33 kV.
b) Su demanda máxima sea igual o superior a 24 MVA para migrar de 33 kV a 115 kV.

Para los usuarios alimentados con circuitos sin posibilidad de respaldo, se efectuara estudio de cambio de nivel de tensión siempre y cuando:

a) Se exceda la capacidad máxima del circuito en operación normal, la cual se estipula en 5 o 7 MVA en 13,2 kV y 24 MVA en 33 kV, condicionado a la capacidad técnica disponible.

En todo caso se deberá realizar estudio técnico puntual, teniendo en cuenta lo estipulado en la Resolución CREG 070 de 1998 capítulo 4 de su anexo general y demás normatividad que la modifique o sustituya, por lo cual el usuario deberá presentar la solicitud de MUNTS ante CHEC, con el respectivo estudio técnico que justifique la necesidad del cambio de nivel de tensión; además se debe tener en cuenta que CHEC verificará las condiciones técnicas de la conexión, tales como: implicaciones en la confiabilidad del sistema, continuidad del servicio, capacidad disponible, regulación de tensión, entre otros aspectos que el OR considere necesarios para garantizar la confiabilidad y calidad del sistema.

CHEC estudiará particularmente cada solicitud de MUNTS, en caso de ser factible la migración definirá el punto de conexión de acuerdo con sus criterios técnicos.

Igualmente es claro que la migración debe estar orientada de tal forma que no conduzca a la desoptimización de las redes o duplicidad de las mismas, con esto se impide la realización de inversiones innecesarias.

Para migraciones a 33 kV no se permiten conexiones a circuitos de subtransmisión dedicados exclusivamente a alimentar subestaciones del sistema 33/13,2 kV. En consecuencia, la conexión deberá ser en un circuito dedicado a la alimentación de usuarios o en una subestación. No obstante, CHEC estudiará cada caso en particular y dará las recomendaciones para la conexión con base en las normas técnicas de energía y en los lineamientos de configuración de subestaciones de CHEC, según sea el caso.

Para migraciones a 115 kV, no se permiten conexiones en "T". En consecuencia, el cliente deberá buscar la conexión en una subestación, o proponer la creación de una nueva dentro del sistema, la cual se someterá a consideración de CHEC y la UPME.

Migraciones a 115 kV que impliquen expansión en activos de uso, deben presentar estudio de conexión a CHEC con los requisitos solicitados para la aprobación de activos definida por la UPME, para someterlo a su aprobación.

En los casos que CHEC considere que la entrada de la nueva carga pueda impactar significativamente las condiciones operativas de la red, éste podrá solicitar la ampliación del estudio técnico a un estudio de conexión según la regulación vigente.

No obstante, más allá de la exigencia regulatoria, CHEC puede en cualquier momento estimular el paso de un usuario a un nivel de tensión superior con el fin de mejorar las condiciones operativas de su sistema.

7.1 Consideraciones para la elaboración del estudio técnico de MUNTS

CHEC verificará el cumplimiento de los requerimientos de la migración propuesta por el cliente, consignados en el estudio técnico. Este estudio debe garantizar como mínimo que:

- La confiabilidad y calidad de la potencia del circuito al cual se migra, no se deteriore con la entrada de la nueva carga.
- La nueva carga no supere los lineamientos de cargabilidad estipulados por CHEC en cada nivel de tensión.
- La regulación de tensión del circuito al cual se migra, no debe ser inferior a 0,9 p.u., con la entrada de la nueva carga en operación normal.